

УТВЕРЖДАЮ:



Генеральный директор
ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»
СИСЕКЕНОВ О.Л.

2026г.,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

к «Дополнению к проекту разработки месторождения Кемерколь»

(по состоянию 01.05.2026 г.)

Генеральный директор
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»



Джамикешов А.М.

г.Атырау, 2026г.

СОДЕРЖАНИЕ

№	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		5
1	ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	8
1.1.	Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами.....	8
1.2.	Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)	13
1.2.1.	Климатические условия региона	13
1.2.2.	Описание современного состояния воздушного бассейна.....	15
1.2.3.	Поверхностные и подземные воды.....	16
1.2.4.	Растительный и животный мир.....	18
1.2.5.	Характеристика геологического строения.....	19
1.2.5.1.	Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения.....	19
1.2.5.2.	Тектоника.....	25
1.2.5.3.	Нефтегазоносность.....	27
1.2.5.4.	Характеристика толщин коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности.....	32
1.2.6.	Характеристика почвенного покрова.....	35
1.2.7.	Особо охраняемые природные территории.....	36
	Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям	38
1.3.	Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях.....	38
1.3.1.	Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него.....	38
1.3.2.	Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности.....	39
1.4.	Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах.....	41
1.5.	Обоснование принятой методики прогноза технологических показателей разработки.....	42
1.5.1.	Технологические показатели вариантов разработки.....	43
1.5.2.	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта.....	62
1.5.3.	Техника и технология добычи нефти и газа.....	63
1.5.4.	Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	64
1.5.5.	Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	64
1.5.6.	Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ.....	65
1.5.7.	Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.....	67
1.5.8.	Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий - для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом.....	69
1.6.	Описание работ по погребению существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности...	69
1.7.	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия	69
1.8.	Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу.....	69
1.8.1.	Оценка воздействия на окружающую среду.....	72
1.8.2.	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления погребения существующих зданий, строений, сооружений, оборудования	136
1.9.	Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов.....	136
1.9.1.	Расчет количества образующихся отходов.....	141
1.9.2.	Процедура управления отходами.....	154
1.9.3.	Программа управления отходами.....	155
1.9.4.	Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	158
1.9.5.	2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И	162

	ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ.....	
3.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	165
4.	К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	167
4.1.	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнения отдельных работ).....	167
4.2.	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	167
4.3.	Различная последовательность работ.....	167
4.4.	Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели.....	168
4.5.	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ).....	169
4.6.	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду).....	169
4.7.	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	169
4.8.	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.....	169
5.	ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ.....	170
5.1.	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	170
5.2.	Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.....	170
5.3.	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....	170
5.4.	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту... ..	171
5.5.	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	171
6.	ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	172
6.1.	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	172
6.2.	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы).....	173
6.3.	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	174
6.4.	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод).....	174
6.5.	Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него).....	175
6.6.	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем.....	175
6.7.	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты.....	176
7.	ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В РАЗДЕЛЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ.....	178
7.1.	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	178
7.2.	Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов).....	180
8.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....	181
9.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	183
10.	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ...	184

11	ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И АОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	185
11.1.	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности.....	185
11.2.	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	186
11.3.	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	187
11.4.	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления.....	187
11.5.	Примерные масштабы неблагоприятных последствий.....	188
11.6.	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности.....	188
11.7.	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....	190
11.8.	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями.....	191
11.9.	Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий.....	193
11.10.	План действий при аварийных ситуациях по недопущению и (или) ликвидации последствий загрязнения окружающей среды (загрязнению земельных ресурсов, атмосферного воздуха и водных ресурсов).....	194
11.11.	Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий.....	195
12.	ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)	202
13.	МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 И ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА ...	212
14.	ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ	214
15.	ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ ПОСЛЕ ПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ	216
16.	СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	217
17.	ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	218
18.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	222
19.	ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ	222
	КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ	223
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ	228
	ПРИЛОЖЕНИЯ	
1.	Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	
2.	Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний	
3.	Письмо о фоновых концентрациях	
4.	Государственная лицензия на природоохранное проектирование	

ВВЕДЕНИЕ

Под экологической оценкой согласно статье 48 Экологического кодекса Республики Казахстан от 02 января 2021 года №400-VI понимается процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого документа на окружающую среду.

Целью экологической оценки является подготовка материалов, необходимых для принятия отвечающих цели и задачам экологического законодательства Республики Казахстан решений о реализации намечаемой деятельности или разрабатываемого документа. Экологическая оценка по ее видам организуется и проводится в соответствии с Экологическим кодексом РК и инструкцией, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Согласно статье 49 Экологического кодекса Республики Казахстан экологическая оценка в зависимости от предмета оценки проводится в виде:

- стратегической экологической оценки;
- оценки воздействия на окружающую среду;
- оценки трансграничных воздействий;
- экологической оценки по упрощенному порядку.

Согласно ст. 68 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК проведен скрининг воздействий намечаемой деятельности, по результатам которого было выдано заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду Номер: KZ02VWF00610834 Дата: 21.07.2026 год, выданное Департаментом экологии по Атырауской области. Согласно заключению об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду проведение обязательной оценки воздействия на окружающую среду является обязательным. В соответствии с заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности инициатор обеспечивает проведение мероприятий, необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду, и подготовку по их результатам отчета о возможных воздействиях.

В соответствии пп. 1.3 п. 1 раздела 1 приложения 2 Кодекса от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов относится к объектам I категории.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В настоящей работе приведена характеристика геологического строения месторождения, представлены фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства пластовых флюидов в пластовых и поверхностных условиях, а также рассмотрено текущее состояние запасов нефти и растворённого газа. Выполнен комплексный анализ текущего состояния разработки месторождения, дана оценка реализации ранее принятых проектных решений, проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки. На основании результатов анализа обоснованы исходные данные для выполнения технологических расчётов.

В рамках настоящего проектного документа обосновано выделение эксплуатационных объектов разработки и рассмотрены два варианта дальнейшего освоения месторождения. По результатам проведённой технико-экономической оценки к реализации рекомендован первый вариант, обеспечивающий наиболее эффективные технико-экономические показатели и рациональное вовлечение запасов в разработку. Также предложен комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности системы разработки месторождения. Отдельное внимание уделено вопросам техники и технологии добычи нефти и газа. Сформированы рекомендации по выбору способов эксплуатации скважин, системе сбора и подготовки добываемой продукции, а также требования к бурению проектных скважин, вскрытию продуктивных пластов и освоению скважин. Разработаны мероприятия по контролю разработки месторождения и эксплуатации скважин, охране недр и обеспечению экологической безопасности при ведении нефтепромысловых работ.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь. В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км.

Основная цель настоящего Отчета о возможных воздействиях – определение экологических и иных последствий принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработка рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращение уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов. Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI, "Инструкцией по организации и проведению экологической оценки", утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года №280 и другими действующими в республике нормативными и методическими документами.

В проекте определены предварительные нормативы допустимых эмиссий согласно проекта разработки; проведена предварительная оценка воздействия объекта на атмосферный воздух; выполнены расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников загрязнения; обоснование санитарно-защитной зоны объекта, расчет рассеивания приземных концентраций, приводятся данные по водопотреблению и водоотведению; предварительные нормативы по отходам, образующиеся в период проведения работ; произведена предварительная оценка воздействия на поверхностные и подземные воды, на почвы, растительный и животный мир; описаны социальные аспекты воздействия при проведении работ. Для обеспечения безопасного с экологической точки зрения режима проведения работ необходимо произвести оценку негативного влияния на все компоненты природной среды, разработать мероприятия по достижению минимального ущерба, наносимого окружающей среде, наметить комплекс мер, обеспечивающих экологический контроль за состоянием природной среды, произвести прогноз возможных аварийных ситуаций и разработать способы их ликвидации.

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

- Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля»;
- Классификатор отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314).

Для разработки Отчета о возможных воздействиях были использованы исходные материалы:

- «Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь (по состоянию изученности на 01.05.2026 г.)».

Инициатор намечаемой деятельности: ТОО "АП-НАФТА ОПЕРЕЙТИНГ",
060000, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
Проспект Азаттық, здание № 48,
БИН 151140012039,
Контактное лицо: Сисекенов О.Л.
87770676529,
siseol@nss.kz.

Разработчик: ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч»
ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» РК, г. Атырау, ул. Хакимова, 4
тел.: 8 (7122) 32 09 60; 87019575175
e-mail: Atyrau@cer.kz
БИН 020840001081

Генеральный директор Джамикешов А.М.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

1. ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности, его координаты, определенные согласно геоинформационной системе, с векторными файлами

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь.

В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 15 и 2 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км (рис. 3).

Вдоль железной дороги Макат-Кандагаш проходит система коммуникаций, кабель ВОЛС, ЛЭП 35 кВт и автодорога Актобе-Атырау. Основными путями сообщения в районе являются железная дорога Астрахань - Актобе, автомобильная дорога Атырау-Актобе, проходящие южнее, и грунтовые дороги.

В орографическом отношении площадь работ расположена в междуречье Сагиз-Кайнар и представляет собой слабо расчлененную равнину, осложненную холмами, грядами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м до +150 м.

Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз, которая разливается в весенний период.

Климат района резко континентальный, засушливый, с жарким сухим летом (максимальная температура +45 °С), малоснежной холодной зимой (до -35°С -40°С). Количество осадков не превышает 280 мм в год, и они приходятся в основном на осенне-зимний сезон. В этот период из-за раскисающих солончаковых почв и снежных заносов полевые проселочные дороги становятся труднопроходимыми. Снеговой покров ложится в начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова достигает 20-30см, но сильными ветрами основная часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, низины) и образует снежные заносы.

Для района работ характерны постоянно дующие ветры, направление которых часто соответствует временам года: зимой и весной - восточное, а летом и осенью - западное и южное.

Своеобразие климата и литолого-стратиграфических условий района отражается в специфике почвенного покрова территории. Почвы развиты, в основном, светло- каштановые в комплексе с солонцами и солончаками. Мощность почвенного слоя не превышает 1 м.

Растительность бедная, исключительно травянистая. Покрытие почвы растительностью составляет 60-80%. На возвышенностях развиты полынно-ковыльные сообщества, на пониженных участках пестрые комплексы бело-полынных и черно-полынных сообществ.

Площадка расположения предприятия ровная, коэффициент рельефа местности принимается равным 1,0.

На рассматриваемой территории промышленные зоны, леса, сельскохозяйственные угодия, транспортные магистрали, селитебные территории, зоны отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеи, памятники архитектуры, санатории, домов отдыха отсутствуют.

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат представлены на рисунке 2.

Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон представлены на рисунке 3.

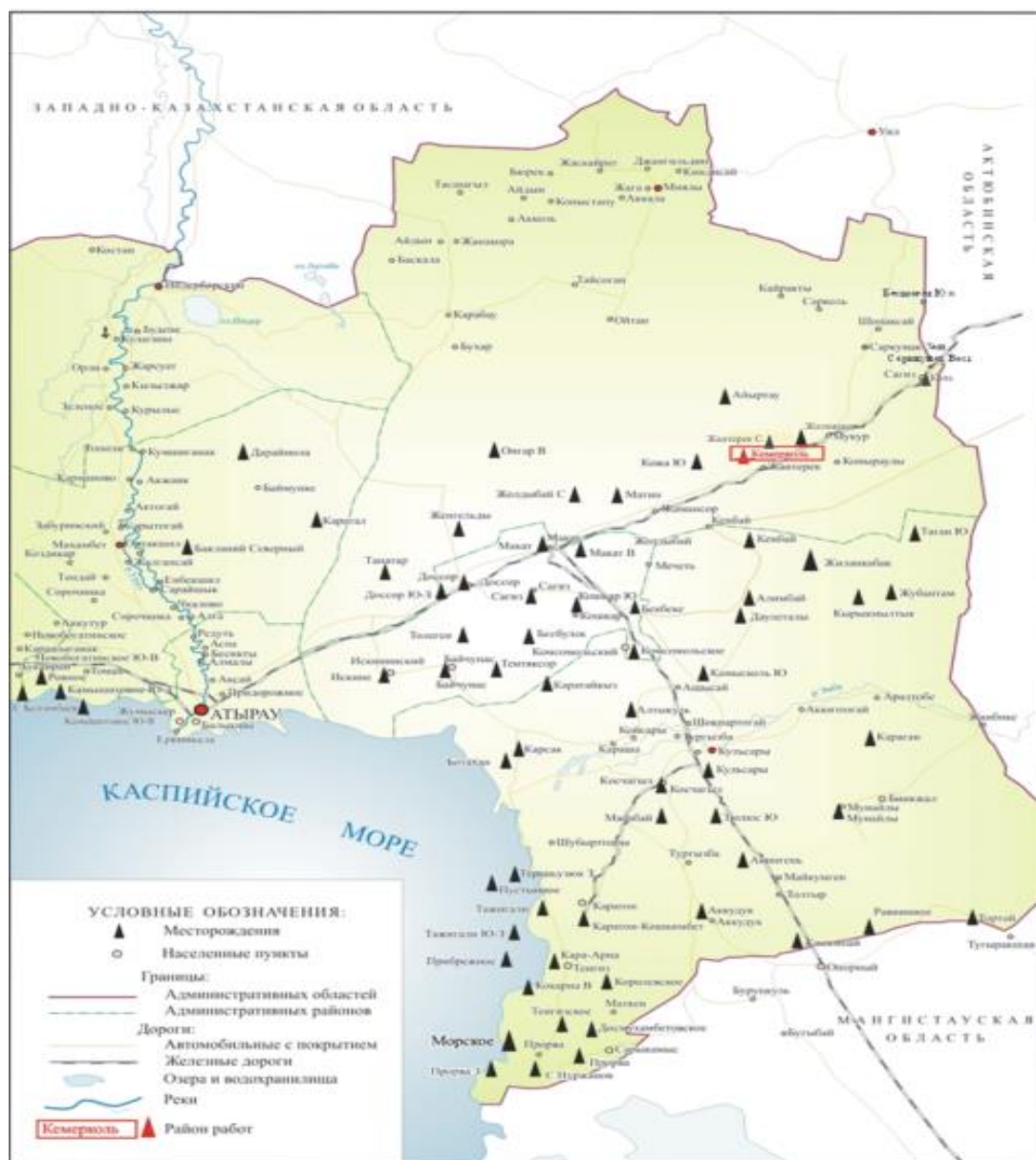


Рисунок 1. Обзорная карта района работ



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____
на право недропользования
углеводородов
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 29.03.2019 г. Рег. № 344-Н -УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ
МИНИСТЕРСТВА ИНДУСТРИИ И ИНФРАСТРУКТУРНОГО
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**ГОРНЫЙ ОТВОД
(УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Ап-Нафта Оперейтинг» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Кемерколь на основании решения Компетентного органа (Протокол №6/МЭ РК от 19 марта 2019 года). Горный отвод расположен в Атырауской области. Границы горного отвода показаны на картограмме: участок №1 и 2 обозначены угловыми точками с № 1 по № 6 и участок №3 обозначены угловыми точками с № 1 по № 4.

Угловые точки	Координаты угловых точек						Угловые точки	Координаты угловых точек					
	северная широта			восточная долгота				северная широта			восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.		гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
Месторождение Кемерколь													
Участок 1							Участок 2						
1	47	56	49	54	08	21	1	47	55	55	54	10	27
2	47	58	16	54	08	27	2	47	56	48	54	11	04
3	47	58	47	54	08	52	3	47	56	53	54	11	30
4	47	59	05	54	09	21	4	47	56	27	54	11	19
5	47	58	30	54	10	03	5	47	56	10	54	11	01
6	47	57	47	54	10	10	6	47	55	47	54	10	28
Площадь – 5,695 км ²							Площадь – 0,894 км ²						
Участок 3													
1	47	58	06	54	15	47							
2	47	58	45	54	15	00							
3	47	58	59	54	15	20							
4	47	58	20	54	15	53							
Площадь – 0,684 км ²													

Площадь горного отвода – 7,273 (семь целых двести семьдесят три тысячных) км².
Глубина разработки – абсолютная отметка минус 1577,6 м.

И.о. Заместителя председателя



М. Тналиев

М. Тналиев

г. Нур-Султан
март 2019 г.

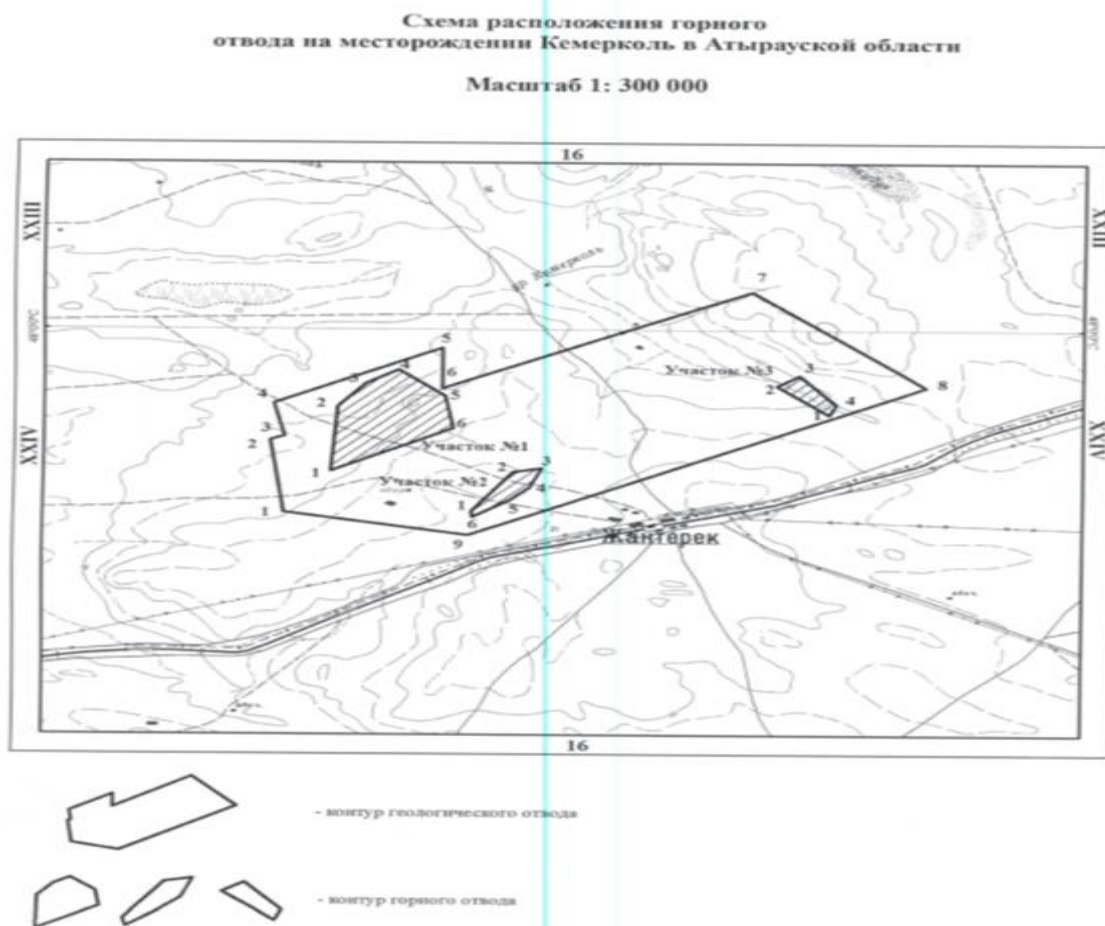


Рисунок 2. Основные параметры участка недр (горный отвод) с указанием координат



Рисунок 3. Карта-схема расположения месторождения с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон

1.2. Описание состояния окружающей среды на предполагаемой затрагиваемой территории на момент составления отчета (базовый сценарий)

1.2.1. Климатические условия региона

Климат Кызылкогинского района резко-континентальный с продолжительной холодной зимой, устойчивым снежным покровом и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Характерны

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, глубокое промерзание почвы, постоянно дующие ветры.

В условиях сухого резко континентального климата одним из основных факторов климатообразования является радиационный режим, формирующий температурный режим территории.

Интенсивность притока прямой солнечной радиации 154-158 ккал/см², которая увеличивает тепловую нагрузку в летний период на 15-20 градусов.

Наибольшая облачность отмечается в холодное полугодие, и это сказывается на продолжительности солнечного сияния зимой и составляет 5-6 часов в сутки, летом же составляет 11-12 часов. Этот регион относится к зоне ультрафиолетового комфорта.

Чрезмерный перегрев отмечается в течение 60-70 дней, когда температура воздуха превышает 33оС при безветрии или 36оС при скорости ветра более 5 м/сек. В особенно засушливые жаркие месяцы (с мая до первой декады сентября) температура воздуха на южных участках исследуемой территории достигает 43оС.

Безморозный период длится 170 дней. В начале октября возможны заморозки как в воздухе, так и на почве.

Зима холодная продолжительностью 190 дней, отмечаются морозные погоды, когда температура воздуха опускается ниже -25оС при ветре более 6 м/сек. Эти условия образуют дискомфортность зимней погоды со значительным охлаждением в течение 4,5-5 месяцев. В особо холодные зимы температура опускается до -35оС, а иногда и до -40оС.

Минимальное количество осадков в сочетании с высокими температурами обуславливают атмосферные засухи, которые повторяются 3-4 раза в 10 лет.

Устойчивый снежный покров держится в течение 3-3,5 месяцев, причем высота снежного покрова различна на всех исследуемых участках.

В зимний период, который длится около 5 месяцев (ноябрь-март), особенности синоптических процессов способствуют формированию погод, создающих условия переохлаждения. Низкие температуры воздуха сочетаются с повышенными скоростями ветра. Преобладающее направление ветра северо-восточное, восточное и западное. Недостаточная увлажненность рассматриваемой территории проявляется не только в малом количестве выпадающих осадков, но и в низкой влажности воздуха. Относительная влажность воздуха в среднем за год колеблется в пределах 64-76 %.

Высокая инсоляция при таком незначительном увлажнении способствует формированию засушливых типов погоды, нередко переходящих в явления атмосферной засухи и суховеев.

Холодный период года отличается преобладанием антициклонального характера погоды. Доля зимних осадков составляет около 37% годовой суммы, что увеличивает значение снежного покрова как фактора увлажнения почвы. Устойчивый снежный покров наблюдается в течение 140-160 дней, но отличается неравномерным залеганием. Наибольшая его средняя высота в защищенных местах может достигать до 30см. Зимние оттепели иногда полностью сгоняют снег с выровненных участков, что при последующем понижении температуры воздуха может привести к промерзанию почвы более чем на 150 см.

Равнинность территории создает благоприятные условия для интенсивной ветровой деятельности. Зимой господствующие ветры западного направления вызывают бураны. Летом преобладают ветры северо-восточных направлений, способствующих быстрому испарению влаги и иссушению верхнего горизонта почвы. Среднегодовая скорость ветра по многолетним данным составляет 3,6-3,9 м/сек, возрастая зимой и ранней весной до 4,5-4,8 м/сек. В позднее весеннее время, особенно в засушливые годы, интенсивно проявляется ветровая эрозия, чаще всего связанная с пыльными бурями. Последние наблюдаются при северо-западных, северных и северо-восточных ветрах силой более 10м/сек. Обычно пыльные бури бывают в дневное время и продолжаются не более 40-45 минут.

Современное состояние воздушного бассейна территории определяется взаимодействием природно-климатического потенциала и техногенных факторов. Основными факторами, определяющими длительность сохранения загрязнений в местах размещения их источников, являются ветровой режим, наличие температурных инверсий, количество и характер выпадения осадков.

В целом территория характеризуется повторяемостью приземных и приподнятых температурных инверсий, способствующих концентрации загрязнения в приземном слое в пределах 40-45% за год. Наибольшая повторяемость инверсий отмечается в декабре-феврале (до 50-70% ежемесячно).

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Мощность инверсий в зимний период достигает 600-800м. Летом инверсии температуры быстро разрушаются, повторяемость их 30-35%.

Повторяемость слабых ветров невелика, среднемесячные скорости ветра колеблются на территории от 3,5 до 8м/сек. В дневные часы ветер усиливается до 10,5м/сек. На высотах свыше 100 м среднемесячные скорости ветра равны 6 м/сек и более. Активная ветровая деятельность как на высоте, так и в приземном слое способствует рассеиванию вредных примесей в атмосфере. Осадки, как фактор самоочищения атмосферы, не оказывают ощутимого воздействия вследствие их небольшого количества, особенно в засушливые годы. В переходные сезоны года, под воздействием резко меняющейся синоптической обстановки, создаются наиболее благоприятные влажностные условия для самоочищения атмосферы от примесей.

Метеорологическая информация за 2025г. по данным МС Сагиз Кзылкогинского района Атырауской области.

1. Средняя температура воздуха °С.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-8,9	-7,0	6,1	13,8	20,4	24,7	27,3	25,4	16,8	9,2	4,6	-3,7	10,7

2. Влажность воздуха в %.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
73	83	67	44	38	31	40	35	53	72	81	79	58

3. Атмосферное давление в мм рт.ст.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
769	760	758	757	757	753	752	753	759	759	757	762	758

4. Средняя температура почвы °С

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-10	-8	6	15	23	29	31	28	19	9	4	-4	12

5.	Число случаев гололедно - изморозевых явлений	5
6.	Среднегодовая высота снежного покрова см	5

7. Количество осадков мм, по месяцам и за год.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
7,1	19,2	8,1	16,6	9,1	12,9	16,4	13,9	8,2	61,5	16,0	34,7	223,7

8. Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек.

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
3,8	4,8	5,0	4,9	5,0	4,5	4,3	4,0	3,0	5,1	5,4	5,9	4,6

9. Проведение снегосъемок

№	Станция	Маршрут	Число снегосъемок	Высота снега				Максим. запас воды, мм	
				Макс.из средних	Дата	Абс.макс	Дата	В снеге	Дата
1	Сагиз	Поле	7	11	20 2	15	25 2	32	28 2

Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

Метеорологические условия оказывают существенное влияние на переноси рассеивание вредных примесей, поступающих в атмосферу. Наибольшее влияние на рассеивание примесей в атмосферу оказывает режим ветра и температуры. На формирование уровня загрязнения воздуха оказывают также влияние туманы, осадки и радиационный режим.

Капли тумана поглощают примесь, причем не только вблизи подстилающей поверхности, но и из вышележащих наиболее загрязненных слоев воздуха. Вследствие этого концентрация примесей сильно возрастает в слое тумана и уменьшается над ним. При этом растворение сернистого газа в капле тумана приводит к образованию более токсичной серной кислоты. Так как в тумане возрастает весовая концентрация сернистого газа, то при его окислении может образоваться серной кислоты в 1,5 раза больше.

Ветры оказывают существенное влияние на переноси рассеивание примесей в атмосфере,
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

особенно слабые. Однако в это время значительно увеличивается подъем перегретых выбросов в слои атмосферы, где они рассеиваются, если при этих условиях наблюдаются инверсии, то может образоваться "потолок", который будет препятствовать подъему выбросов, и концентрация примесей у земли резко возрастает.

Осадки очищают воздух от примесей. После длительных и интенсивных осадков высокие концентрации примесей наблюдаются очень редко.

Засушливость климата в изучаемом районе не способствует очищению атмосферы.

Солнечная радиация обуславливает фото химические реакции в атмосфере и формирование различных вторичных продуктов, обладающих часто более токсичными свойствами, чем вещества, поступающие от источников выбросов. Инверсия затрудняет вертикальный воздухообмен.

Если слой при поднятой инверсии располагается непосредственно над источником выбросов (трубой), то в приземном слое атмосферы создаются опасные условия загрязнения, так как инверсионный слой ограничивает подъем выбросов и способствует их накоплению в приземном слое. Если слой приподнятой инверсии расположен на достаточно большой высоте от труб промышленных предприятий, то концентрация примесей будет существенно меньше.

Слой инверсии, расположенный ниже уровня выбросов, препятствует переносу их к земной поверхности. Как видно из таблицы, в изучаемом районе повторяемость приземных инверсий в годовом ходе составляет 39% и незначительно меняется от месяца к месяцу: от 36%(февраль) до 42%(сентябрь).

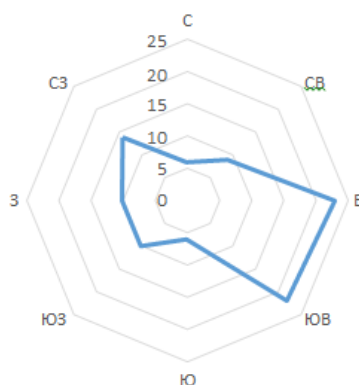
Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами источников загрязнения, зависит от объемов и условий выбросов вредных веществ в атмосферу, природноклиматических условий и особенностей циркуляции атмосферы региона.

Климатические условия в рамках настоящего проекта НДВ приняты по данным ближайших метеостанции Кзылкогинского района согласно письма Филиала РГП «Казгидромет» по Атырауской области.

10. Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
6	9	23	22	6	10	10	14	0

11. Роза ветров.



Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 1.2.

*Метеорологические характеристики и коэффициент,
определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере*

**Метеорологические характеристики и коэффициенты,
определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по
наблюдениям МС Кзылкогинского района**

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	37.7
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-16.6
Среднегодовая роза ветров, %	
С	6
СВ	9

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

В	23
ЮВ	22
Ю	6
ЮЗ	10
З	10
СЗ	14
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.0
Максимальная скорость ветра, м/сек	23
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9.0

1.2.2. Описание современного состояния воздушного бассейна

Согласно отчет по производственному экологическому контролю на месторождении Кемерколь ТОО «АП-Нафта Оперейтинг» за 2 полугодия 2026 год, мониторинг состояния атмосферного воздуха осуществлялся специалистами ТОО «Audit Ecology» (аттестат аккредитации Номер: № KZ.T.05.E0685 19/11/2021-19/11/2026год).

Основными целями производственного экологического контроля является получение информации для принятия решений в отношении экологической политики природопользователя, инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду, обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан, сведение к минимуму воздействия производственных процессов на окружающую среду и здоровье человека, повышение эффективности использования природных ресурсов, повышение уровня соответствия экологическим требованиям, повышение производственной и экологической эффективности системы управления охраной окружающей среды.

Согласно Программе производственного экологического контроля замеры концентраций ЗВ производились на границе СЗЗ (фоновая точка и по ветру) месторождения Кемерколь.

Инструментальные измерения ЗВ проводились при помощи газоанализатора ГАНК-4. При наблюдении за уровнем загрязнения атмосферы использовался разовый режим отбора проб с продолжительностью отбора- 20 мин. на высоте 1,5- 2,0 метра, согласно ГОСТ 17.2.3.01-86, ГОСТ 17.2.6.02-85, СТ РК 2036-2010.

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №1 наветр (47.555 ; 54.074)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,0328		
Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №1 наветр (47.555 ; 54.074)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,5	0,0227		
Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №1 наветр (47.555 ; 54.074)	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	0,0214		
Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №1 наветр (47.555 ; 54.074)	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0		ниже предела обнаружения (<0,004)
Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №1 наветр (47.555 ; 54.074)	Алканы C12-19 в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-26511)	1	0		ниже предела обнаружения (<0,5)
Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №2 подветр. (47.5736 ; 54.0748)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,0413		
Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №2 подветр. (47.5736 ; 54.0748)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,5	0,0234		
Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №2 подветр. (47.5736 ; 54.0748)	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	5	0,0249		
Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №2 подветр. (47.5736 ; 54.0748)	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0		ниже предела обнаружения (<0,004)
Граница СЗЗ на м-е Кемерколь Точка №2 подветр. (47.5736 ; 54.0748)	Алканы C12-19 в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-26511)	1	0		ниже предела обнаружения (<0,5)

Гигиеническими нормативами к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.

1.2.3. Поверхностные и подземные воды

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Поверхностные воды

Гидрографическая сеть рассматриваемой территории развита слабо. Постоянные природные водотоки и естественные водоемы непосредственно на территории проведения работ отсутствуют. Естественные выходы подземных вод на дневную поверхность, родники и колодцы с пресной водой также отсутствуют.

Современная речная сеть характеризуется редкостью постоянных водотоков. Поверхностный сток носит преимущественно сезонный характер и формируется главным образом в период весеннего снеготаяния, а также эпизодически в периоды выпадения интенсивных атмосферных осадков. В понижениях рельефа, балках и ложбинах возможно формирование временных водотоков и скоплений поверхностных вод.

При сравнительно слабой развитости постоянной речной сети на территории отмечается наличие овражно-балочной сети, по которой осуществляется временный поверхностный сток. Направление и интенсивность такого стока определяются особенностями рельефа, количеством атмосферных осадков, продолжительностью снеготаяния и степенью промерзания почвогрунтов.

Формирование современной гидрографической сети территории связано с историческим развитием рельефа и изменениями гидрологических условий в четвертичный период. Отдельные элементы древней гидрографической сети имеют унаследованный характер и в настоящее время используются преимущественно для отвода временного поверхностного стока.

Ближайшим значимым поверхностным водотоком является река Сагиз, расположенная примерно в 20 км от рассматриваемой территории. Река характеризуется преимущественно сезонным режимом стока и наибольшей водностью в весенний период, в связи со снеготаянием. В летне-осенний период водность реки существенно снижается.

Водные объекты непосредственно на территории проведения работ не используются в качестве источников хозяйственно-питьевого водоснабжения. С учетом засушливости климата, малого количества атмосферных осадков и отсутствия постоянных поверхностных водотоков, поверхностные воды не имеют существенного значения для водоснабжения проектируемых объектов.

Река Сагиз является одним из основных поверхностных водотоков Кызылкогинского района Атырауской области. Река протекает по территории Актюбинской и Атырауской областей. Общая протяженность реки составляет около 511 км, площадь водосборного бассейна — около 19,4 тыс. км². Истоки реки расположены на Подуральском плато, далее водоток направляется в сторону Прикаспийской низменности, где теряется в бессточных понижениях и солончаках, не достигая Каспийского моря. Питание реки преимущественно снеговое, частично грунтовое.

Гидрологический режим характеризуется резко выраженной сезонностью. Основная часть стока формируется в весенний период вследствие снеготаяния, когда наблюдается половодье. В меженный период уровень воды существенно снижается, а в нижнем течении отдельные участки русла могут пересыхать и сохраняться в виде отдельных плесов.

Русло реки в различных участках имеет неодинаковое строение. В верхнем течении берега преимущественно более высокие и крутые, тогда как в нижнем течении долина выражена слабее, а русло характеризуется извилистостью. В нижнем течении средний расход воды составляет порядка 2 м³/с, при этом водность существенно изменяется в течение года.

Вода реки Сагиз характеризуется повышенной минерализацией и солоноватостью, вследствие чего не рассматривается как источник питьевого водоснабжения без специальной водоподготовки.

Водные ресурсы реки имеют преимущественно местное хозяйственное значение и в отдельных районах используются для водопоя сельскохозяйственных животных и других хозяйственных целей.

В отношении контрактной территории Кемерколь река Сагиз является ближайшим значимым поверхностным водотоком и расположена ориентировочно в 20 км от участка проведения работ.

Таким образом, русло реки не пересекает территорию проектируемых работ и непосредственное размещение объектов в пределах русла или пойменной территории не предусматривается.

С учетом значительного расстояния до территории работ, отсутствия непосредственного пересечения проектируемыми объектами русла реки и отсутствия планируемого сброса сточных вод в поверхностные водные объекты, прямое воздействие проектируемых работ на реку Сагиз не ожидается.

Вместе с тем при проведении работ предусматриваются меры по предотвращению загрязнения почвенного покрова, временного поверхностного стока и подземных вод, что исключает возможность поступления загрязняющих веществ в расположенные за пределами участка поверхностные водные объекты.

Мониторинг качества поверхностных вод

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Наблюдения за качеством поверхностных вод по Атырауской области проводились на 21 створах на 6 водных объектах (реки Жайык, Кигаш, Эмба, протоки Шаронова, Перетаска и Яик).

Мониторинг качества морской воды проводится на следующих 22 прибрежных точках Северного Каспийского моря: морской судоходный канал (2), взморье р. Жайык (5), взморье р. Волга (5), станции острова залива Шалыги (5), п.Жанбай (5).

При изучении поверхностных вод в отбираемых пробах воды определяются 43 гидрохимических показателей качества: визуальные наблюдения, температура, взвешенные вещества, прозрачность, цветность, водородный показатель (рН), растворенный кислород, БПК₅, ХПК, сухой остаток, главные ионы солевого состава, биогенные элементы, органические вещества (нефтепродукты, фенолы), тяжелые металлы, пестициды.

Мониторинг за состоянием качества поверхностных и морских вод по гидробиологическим показателям на территории Атырауской области за отчетный период проводился на 5 водных объектах (рек Жайык, Кигаш, Эмба и в протоке Шаронова и Каспийском море) на 28 створах. Было проанализировано 84 проб на определение острой токсичности исследуемой воды на тестируемый объект.

Мониторинг качества донных отложений по тяжелым металлам (медь, марганец, нефтепродукты, свинец, цинк, кадмий, никель, хром) на территории Атырауской области проводится на 10 створах р.Жайык, пр.Яик и Перетаска и на 22 точках Каспийского моря. Анализировалось содержание нефтепродуктов и тяжелых металлов (медь, хром, кадмий, никель, марганец, свинец и цинк).

По Единой классификации качество воды оценивается следующим образом:

Наименование водного объекта	Класс качества воды		Параметры	ед. изм.	концентрация
	1 полугодие 2025 г.	1 полугодие 2026г.			
р. Жайык	3 класс (умеренно загрязненные)	3 класс (умеренно загрязненные)	БПК ₅	мг/дм ³	2,48
			ХПК	мг/дм ³	16,6
			Магний	мг/дм ³	25,7
пр.Перетаска	3 класс (умеренно загрязненные)	3 класс (умеренно загрязненные)	БПК ₅	мг/дм ³	2,6
			ХПК	мг/дм ³	17,1
			Магний	мг/дм ³	27,4
пр.Яик	3 класс умеренно (загрязненные)	3 класс (умеренно загрязненные)	БПК ₅	мг/дм ³	2,5
			ХПК	мг/дм ³	16,7
			Магний	мг/дм ³	25,7
			Нефтепродукты	мг/дм ³	0,053
р.Кигаш	3 класс (умеренно загрязненные)	3 класс (умеренно загрязненные)	БПК ₅	мг/дм ³	2,4
			ХПК	мг/дм ³	15,4
			Магний	мг/дм ³	24,2
			Медь	мг/дм ³	0,0011
			Нефтепродукты	мг/дм ³	0,053
пр.Шаронова	3 класс (умеренно загрязненные)	3 класс (умеренно загрязненные)	БПК ₅	мг/дм ³	2,4
			Магний	мг/дм ³	28,7
			Нефтепродукты	мг/дм ³	0,057
р.Эмба	3 класс (умеренно загрязненные)	3 класс (умеренно загрязненные)	БПК ₅	мг/дм ³	2,55
			Магний	мг/дм ³	28,2
			Нефтепродукты	мг/дм ³	0,053

Как видно из таблицы в сравнении с 1 полугодием 2025 года качество поверхностных вод реки Жайык, Кигаш, Эмба, протоков Перетаска, Яик и Шаронова осталось без изменений.

Основными загрязняющими веществами в водных объектах по Атырауской области является БПК₅, ХПК, магний, медь и нефтепродукты.

Подземные воды

Подземные воды территории Кемерколь приурочены к различным водоносным горизонтам и комплексам, распространенным в пределах осадочной толщи Прикаспийской впадины. Условия их формирования и распространения определяются литологическим составом водовмещающих пород, глубиной их залегания, характером питания и степенью гидравлической связи между отдельными водоносными горизонтами.

Гидрогеологические условия района характеризуются наличием подземных вод различной степени водообильности и минерализации. В связи с засушливостью климата и ограниченным количеством атмосферных осадков естественное питание подземных вод с поверхности является слабым. Основное значение в формировании ресурсов подземных вод имеют инфильтрационные процессы в областях питания и перетоки между водоносными горизонтами.

В пределах рассматриваемой территории распространены преимущественно водоносные горизонты, приуроченные к мезозойским отложениям. Водоносные горизонты характеризуются различной степенью водообильности; минерализация подземных вод увеличивается с глубиной и зависит от литолого-фациальных условий залегания водовмещающих пород.

1.2.4. Растительный и животный мир

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Животный мир и растительность представлены видами, типичными для полупустынь. Растительный покров представлен, в основном, полынью, верблюжьей колючкой. Животный мир не богат, из крупных животных встречаются сайгаки, волки, лисицы, корсаки. Очень много грызунов. Из птиц встречаются степные орлы, дрофы, куропатки.

Растительный мир беден и представлен типичной для полупустыни полынной и солончаковой разновидностями.

Растительный мир представлен исключительно травами, в основном, черной полынью, верблюжьей колючкой, биюргуном и лишь на склонах больших оврагов, берегах такыров встречается мелкий кустарник.

Растительность в регионе расположения намечаемой деятельности развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почв. Все это определяет формирование растительного покрова, характерного для условий пустынь северного полушария. На бурых почвах различного механического состава и степени засоления, а также на солонцах пустынно-степных формируются белоземельно-полынные пастбища.

Встречаются как самостоятельными контурами, так и в комплексе с чернополынно - солянковыми, кокпеково - чернополынными, еркеково - серополынно - мятликовыми пастбищами.

Группа белоземельно-полынных пастбищ представлена белоземельно-полынным, белоземельно-полынно-злаковым, белоземельно-полынно-солянковым типами. Кроме полыни белоземельной в травостое характерны длительновегетирующие дерновые злаки (тырса, ковылок, тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистная, эхинопсилон). Растительность весьма бедная, характерно полное отсутствие ее древесных форм.

Незначительное распространение получили биюргуновые, лерхианово-полынные, еркековые пастбища. Формируются по понижениям, пологосклоновым буграм. Субдоминирует костер кровельный, кияк, шагыр. Учитывая, что площадь, занимаемая рассматриваемым объектом небольшая, на данном участке могут наблюдаться лишь представители синантропной фауны и случайно попавшие животные, характеристика животного мира приводится по прилегающим к району территориям. Следует учитывать, что из-за небольшой площади рассматриваемой территории приведенный видовой состав животных может отклоняться от фактического и периодически изменяться. Местообитания представляют собой солончаковую пустыню с сильно разреженной растительностью и обширными сорами

Территория находится в зоне интенсивной деятельности человека, что и сказывается на состоянии растительных сообществ.

В рамках настоящего проекта вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Животный мир района не богат. Из крупных животных встречаются: волки, лисы, сайга, которые периодически приходят сюда на лето из южных районов. Из грызунов водятся мыши, суслики, тушканчики. Из пернатых встречаются орлы, утки, куропатки, дрофы. Из пресмыкающихся встречаются ужи, фаланги, скорпионы и реже каракуры

Преобладающее положение млекопитающих занимают мелкие грызуны (фоновые виды, такие как суслики, тушканчики), причём численность многих из них здесь невысокая, за исключением песчанок. Встречаются лисицы, корсаки, волки. По всей территории северного и восточного Каспия встречается ушастый ёж - типичный обитатель пустынь.

Также характерны пресмыкающиеся, насекомые и т.п. животные, характерные для пустынных районов. По встречаемости на наземных ценозах из пресмыкающихся наиболее многочисленными видами являются степная агама и разноцветная ящурка, на третьем месте по численности - такырная круглоголовка, которая является широко распространенным видом с очаговым распространением, однако плотность их проживания относительно невелика - от 0,4 до 2 особей на километр маршрута. На участках пустынных ценозов змеи встречаются довольно реже, чем пресмыкающиеся.

Из анализа орнитологической обстановки следует, район намечаемой деятельности не является местом массового гнездования водоплавающих и околоводных птиц, в связи с отсутствием поверхностных водоемов (рек и озер и т.п.). Возможно проживание мелких наземных птиц в весенне - летний период, популяция которых незначительна в связи с суровыми климатическими условиями.

Все работы будут выполняться с учетом требований статьи 17 Закона Республики Казахстан "Об охране воспроизводства и использования животного мира".

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

1.2.5. Почва

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв.

Целью мониторинга почвенного покрова является получение информации о состоянии почв, для оценки влияния предприятия на их качество.

Отбор проб проводился в соответствии с ГОСТ 17.4.4.02-84 «Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического и гельминтологического анализа» и ГОСТ 17.4.3.01-83 «Почвы. Требования к отбору проб».

Для химического анализа объединенную пробу составляют не менее, чем из пяти точечных проб, взятых с одной пробной площадки. Масса объединенной пробы должна быть не менее 1 кг. Пробные площадки должны быть заложены на участках с однородным почвенным покровом.

1.2.5-1. Сведения по мониторингу воздействия на почвенный покров за II квартал 2026 года:

Точки отбора проб, координаты	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимые концентрации (мг/кг)	Фактическая концентрации (мг/кг)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
Площадка скважин Точка №3 (север) 47.8731 ; 54.1414	Нефтепродукты	0	12.08	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)
Площадка скважин Точка №4 (юг) 47.4144 ; 54.6274	Нефтепродукты	0	11.57	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)
ПССН Точка №1 (восток) 47.5841 ; 54.1136	Нефтепродукты	0	15.29	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)
ПССН Точка №2 (запад) 47.1844 ; 54.1436	Нефтепродукты	0	14.3	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)
ПССН Точка №3 (север) 47.6357 ; 54.2118	Нефтепродукты	0	13.64	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)
ПССН Точка №4 (юг) 47.4446 ; 54.2967	Нефтепродукты	0	13.4	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)
Вахтовый поселок Точка №1 (восток) 47.5432 ; 54.1487	Нефтепродукты	0	14.38	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)
Вахтовый поселок Точка №2 (запад) 47.9045 ; 54.1026	Нефтепродукты	0	15.24	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)
Вахтовый поселок Точка №3 (север) 47.5152 ; 54.2345	Нефтепродукты	0	12.62	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)
Вахтовый поселок Точка №4 (юг) 47.4283 ; 54.291	Нефтепродукты	0	14.6	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)
Площадка скважин Точка №1 (восток) 47.5522 ; 54.6723	Нефтепродукты	0	12.21	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)
Площадка скважин Точка №2 (запад) 47.7251 ; 54.1134	Нефтепродукты	0	12.15	-	-
	Мель	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Свинец	32	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Цинк	0	0		ниже предела обнаружения (<2,5)
	Кадмий	0	0		ниже предела обнаружения (<0,1)

1.2.6. Характеристика геологического строения

1.2.6.1. Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

На месторождении бурением вскрыты отложения палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов.

Характеристика разреза осадочных отложений месторождения приводится на основании комплекса ГИС, проведенного в пробуренных скважинах, описания и лабораторных исследований кернового материала.

При выделении стратиграфических комплексов в разрезах новых скважин за основу приняты

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

стратиграфические разбивки ранее пробуренных поисково-разведочных скважин.

Палеозойская группа – PZ

Нижний отдел – P₁

Кунгурский ярус – P_{1k}. Отложения кунгурского яруса представлены мощной толщей каменной соли, в верхней части которой имеются сульфатно-терригенные образования, выделяемые как гипсово-ангидритовая толща, сложенной ангидритами, алевролитами.

Соль полупрозрачная, белая, прозрачная, разнокристаллическая (мелко-средне-крупнокристаллическая), плотная, средней крепости.

Ангидрит белый, светло-серый, пелитоморфный, плотный, средней крепости.

Алевролит кварцевый, светло-серый со слабым светло-коричневым оттенком, тонкозернистый, массивный, плотный, средней крепости, на глинистом цементе порово-базального типа.

Толщина кунгурского яруса изменяется от 12,0 м (скв.70, 81) до 324,5 м (скв.85). В кровле кунгурского яруса прослеживается отражающий горизонт VI.

Мезозойская группа – MZ

Триасовая система – T

В пределах площади триасовые отложения со стратиграфическим несогласием залегают на породах нижней перми и представлены осадками только среднего отдела.

Средний отдел – T₂

Отложения среднего триаса сложены преимущественно песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески темно-коричневые, светло-зеленые, зеленовато-серые, мелко-среднезернистые, местами алевитистые, слюдистые, кварцевые слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые, светло-серые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, крепкие, местами рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины пестроцветные, светло-, темно-зеленые, красновато-коричневые, темно-коричневые, бурые, плотные, слабоизвестковистые, слюдистые, аргиллитоподобные, алевитистые, местами песчанистые.

Микрофаунистически отложения среднего триаса характеризуются фораминиферами в скважинах 72, 73, 75. Встречены фораминиферы: *Psammosphaera bulla* Voronov, *Rhabdammina cylindrica* Glaessner, *Bathysiphon nodosariaformis* Subbotina, *Astrorhizoides* aff. *cornutus* (Brady), *Bathysiphon* sp., *Saccamina arctica* Gerke, *Saccamina* aff. *ampulacea* Schleifer, *Saccamina* cf. *tymjatiensis* Schleifer, *Saccamina* sp., *Hyperammina perelegans* Kotschetkova, *Hyperammina proneptis* Schleifer, *Hyperammina* cf. *neglecta* Gerke et Sossipatrova, *Hyperammina* sp., *Reophax* sp., *Hyperamminoides* aff. *elegans* Cushman et Waters, *Rhizammina indivisa* Brady, *Haplophragmoides* sp., *Trochammina* sp., *Ammobaculites* sp., *Ammodiscus* aff. *varians* Kaptarenko, *Psammosphaera fusca* Schulze, *Saccamina parwula* Gerke, *Thurammina* aff. *Papillata* Brady, *Thurammina* sp, *Reophax* sp, *Rhabdammina* sp.

Толщина среднетриасовых отложений - от 158 м (скв.75) до 929 м (скв.10).

К среднетриасовым отложениям приурочены продуктивные горизонты T₂-I (пласты А, В), T₂-II, T₂-III, T₂-IV, T₂-V. Пласт Б горизонта T₂-I водоносный.

Юрская система – J

Юрская система представлена всеми отделами: нижний, средний, верхний.

Нижний отдел – J₁

Отложения нижней юры сложены песками, песчаниками, алевролитами и глинами иногда с обломками известняков.

Пески светло-зеленые, зеленые, серые, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабоуплотненные.

Песчаники зеленовато-серые, светло-зеленые с буроватым оттенком, мелко-среднезернистые, крепкие, глинистые, рыхлые, слюдистые с включением пирита.

Глины светло-, темно-зеленые, пестроцветные, бурые, коричневые, плотные, аргиллитоподобные, известковистые, слабослюдистые, алевитистые с прослоями песка.

Толщина отложений нижней юры – 44 м (скв.75) – 88 м (скв.2). К подошве нижнеюрских отложений приурочен отражающий горизонт V.

Средний отдел – J₂

В нижней части разреза отложений средней юры залегают глины буровато-серые, темно-серые, серые, зеленовато-серые, плотные, алевитистые, песчанистые, слабопесчанистые, слюдистые, известковистые, с включением мелких обугленных растительных остатков. Выше по разрезу глины чередуются с прослоями серых крепких, среднезернистых песчаников и

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

среднезернистых кварцевых песков той же окраски. Ближе к верхам толщи появляются прослои (10-15 см) темно-бурых углей. Заканчивается разрез пачкой мелкозернистых песков и алевролитов.

Микрофаунистически отложения средней юры характеризуются фораминиферами в скв.66. Встречено небольшое количество песчаных фораминифер: *Psammosphaera fusca* Schulze, *Hyperammina odiosa* Gerke et Sossipatrova, *Hyperammina aff. neglecta* Gerke et Sossipatrova, *Hyperamminoides* sp., *Reophax* sp., *Haplophragmoides* sp., *Saccammina ampullacea* Schleifer, *Saccammina sphaerica* M. Sars, *Saccammina* sp., *Hyperammina* sp.

Также определен спорово-пыльцевой комплекс. В споровой части спектра определены следующие споры: *Leiotriletes*, *Cyathidites*, *Osmundacidites* с видами *O. jurassicus* (Kara-Murza) Kuzitschkina, *Osmundacidites kugartensis* Kuzitschkina, *O. wellamanii* Couper, *O. bulbosa* (Mal.) Bolch., *Converrucosporites* sp., *Duplexisporites anagramensis* (Kara-Murza) Semenova, *Neoraistrickia* sp.

В пыльцевой части спектра многочисленна пыльца рода: безмешковой пыльце типа *Jnaperturopollenites* – *Araucariacites*, *Jnaperturopollenites dubius* (Potonie et Venitt) Thomson et Pflug., *Perinopollenites elatoides* Couper, *Jnaperturopollenites magnus* (Potonie) Thomson et Pflug, *Psophosphaera* sp., *Araucariacites* sp., *A. australis* Cookson, *A. limbatus* (Balme) Habib, двухмешковых хвойных *Disaccites* gen. sp. и *Pinaceae* (*Pinuspollenites* sp., *Piceapollenites* sp., *Pvariabiliformis* (Bolchovitina) Petrosjanz, *Podocarpidites* sp., *Podocarpidites proximus* (Bolch.) Petrosjanz).

Толщина среднеюрских отложений варьирует от 199,8 м (скв.18) до 452 м (скв.34).

Верхний отдел - J₃

Отложения верхней юры представлены в нижней части зеленовато-серыми, серыми, плотными, песчанистыми, известковистыми глинами с прослоями желтых кварцевых песков, песчаников и мергелей с включением обломков раковин. В верхней части разреза отмечаются прослои серовато-белых песков и светло-серых, крепких известняков.

Микрофаунистически отложения верхнеюрские отложения характеризуются фораминиферами в скважине 62. Встречены единичные песчаные фораминиферы: *Astrorhizoides aff. cornutus* (Brady), *Psammosphaera fusca* Schulze, *Saccammina ampulacea* Schleifer, *Thurammina* sp., *Reophax* sp., *Nubecularia* sp., *Saccammina* sp., *Rhizammina* sp., *Marsipella* sp., *Haplophragmoides* sp.

К верхнеюрским отложениям приурочен продуктивный горизонт J₃-I.

Толщина отложений верхней юры - от 25 м (скв.45) до 44 м (скв.2, 10).

Меловая система – К

В строении района и месторождения участвуют нижний и верхний отделы меловой системы.

Нижний отдел – К₁

Нижнемеловые отложения представлены готеривским, барремским, аптским и альбским ярусами.

Готеривский ярус – К_{1g}. В состав яруса включены пеллециподовая и песчано-глинистая свиты.

В основании *пеллециподовой свиты* залегает слой (0,2 м) лиловато-серых мергелей, перекрытых серыми с зеленоватым оттенком плотными плитчато-слоистыми глинами. Выше глины сменяются пачкой тонкозернистых, зеленовато-серых, мелко- и среднезернистых песков с прослоями песчаников и включениями глинистой гальки.

Песчано-глинистая свита представлена светло-серыми глинами с многочисленными прослоями буровато - серых мелкозернистых, косослоистых песков.

Толщина отложений яруса изменяется от 55,6 м (скв.18) до 76 м (скв. 95). К подошве готеривского яруса приурочен отражающий горизонт III.

Барремский ярус – К_{1br}. К ярусу относится толща пестроцветных пород. В нижней части

разреза они представлены косослоистыми, средне- и мелкозернистыми кварцевыми, желтовато-серыми, слабоуплотненными, слюдистыми песками. Выше по разрезу темно-серые, мелко-среднезернистые, слабоуплотненные, кварцево-полевошпатовые, слюдистые пески сменяются пестроцветными, плотными, известковистыми глинами, голубовато-зелеными, глинистыми, слабослюдистыми алевролитами и темно-серыми, мелко-, среднезернистыми, крепкими песчаниками.

Толщина яруса - 96 м (скв.51) - 178,5 м (скв.59).

Аптский ярус – К_{1a}. В основании аптского яруса прослеживается горизонт галечника с

крупной галькой и полуокатанными обломками метаморфических и изверженных пород. Выше залегают буровато-серые, буровато-зеленые и коричневые, тонкозернистые, глинистые пески с прослоями темно-серых, черных, плотных, известковистых глин с включением мелких обуглившихся растительных остатков. На толще песков залегают темно-серые и черные глины с присыпками алевролитов, известняка и известковистого, серого, мелкозернистого песчаника.

Толщина яруса - 53 м (скв.20) – 104 м (скв.10,11).

Альбский ярус – К_{1al}. Отложения альбского яруса представлены глинами, песками,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

алевролитами, песчаниками.

Глины темно-серые, плотные, слабопесчанистые, слюдистые, известковистые, с включениями мелких обуглившихся растительных остатков. В основании глин повсеместно наблюдаются прослои зеленовато-серого, глауконитового песка со стяжениями фосфоритов и с аммонитами плохой сохранности.

Пески мелко-, среднезернистые, кварцево-палевошпатовые, рыхлые, слюдистые. В основании песков прослеживается буровато-серый конгломерат, состоящий из кварцевой и глинистой гальки, местами переходящей в грубозернистый песчаник или гравелит, цементом выступают гидроокислы железа.

Алевролиты темно-серые с зеленоватым оттенком, палевошпатовые, на карбонатном цементе, крепкие, слюдистые.

Песчаники зеленовато-серые, серые, мелко-, среднезернистые, крепкие на карбонатном цементе с включениями и отпечатками обуглившихся растительных остатков.

Толщина яруса варьирует от 103 м (скв.32) до 283,5 м (скв.20).

Верхний отдел – K₂

Литологически отложения верхнего мела представлены глинистыми мергелями, зеленовато-серыми, с прослоями зеленых глин, с включениями серовато-белого, плотного мела. Глины с прослоями песков, алевролитов и песчаников.

Толщина верхнемеловых отложений изменяется от 33,5 м (скв.20) до 116 м (скв.2).

Кайнозойская группа - KZ

Неоген-четвертичная система – N-Q

Литологически она представлена глинами серыми, серовато-зелеными местами известковистыми, загипсованными, песчанистыми, суглинками и супесями грязно-серыми, темно-бурными, плотными с включениями щебенки и гравия. Толщина отложений - от 10 м до 20 м.

1.2.6.2.Тектоника

Месторождение Кемерколь находится в пределах юго-восточной периферии Астраханско-Актюбинской системы поднятий, где отметки поверхности фундамента увеличиваются с северо-востока от глубин -9,0 км до -10,0 км.

Месторождение Кемерколь приурочено к восточному борту Нармунданаковского поднятия.

В 2006 году по заказу ТОО «VictoriaEnergyCentralAsia» на месторождении Кемерколь АО «Азимут Энерджи Сервисез» были проведены сейсморазведочные работы 3Д МОГТ в объеме 116,6 кв.км с использованием вибросейсмических источников. Комплексная обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д проводилась в PGS GIS в г.Алматы. Были построены структурные карты по отражающим горизонтам VI, T2, V, III и выделены нефтегазоперспективные объекты в надсолевых отложениях.

В 2016 году ТОО «ReservoirEvaluationServices» выполнены переобработка и переинтерпретация данных МОГТ 3Д в комплексе с данными бурения скважин. По результатам выполненных работ построены структурные карты по отражающим горизонтам: III (подошва мела), J2, J2-2 (толще средней юры), V (подошва нижней юры), T3-1, T3, T2-1, T2-2, T2-3, T2-4, T2-5, T2-6, T1 (в толще среднего триаса), VI (кровля соли).

В 2021 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» была осуществлена переобработка и интерпретация вышеназванных сейсмических работ 3Д в объеме 100 кв.км и составлен «Отчет о результатах переобработки и интерпретации 3Д МОГТ на площади Кемерколь (северная часть) контрактной территории ТОО «Ап-Нафта Оперейтинг». Структурные построения были выполнены по горизонтам: III - подошва меловых отложений, кровля юры; V - подошва юрских отложений; T2-1 - горизонт в толще среднего триаса; T2 - горизонт в толще среднего триаса; VI - кровля соленосных отложений кунгура.

В пределах контрактной территории поверхность соли в сводовой части соляного ядра Кемерколь вскрыта бурением на абсолютных отметках от -913 м до -1538 м. Ряд скважин, пробуренных на некотором удалении от свода купола, остановлены бурением в триасовых отложениях на глубинах от 1300 м до 2000 м.

Отражающий горизонт VI, (рис.5) характеризующий поверхность кунгурской соли, и представляет собой обширное поднятие, осложненное двумя сводами - с различными углами падения крыльев. Размеры сводов по изогипсе -800 м и -900 м составляют 3,75 x 2,75 км и 3,25 x 1,87 км, высота сводов до 250 м. Северо-восточная опущенная часть структуры очень пологая, почти плоская. В периферийной восточной части отмечается мульдовая зона глубиной до -4800 м.

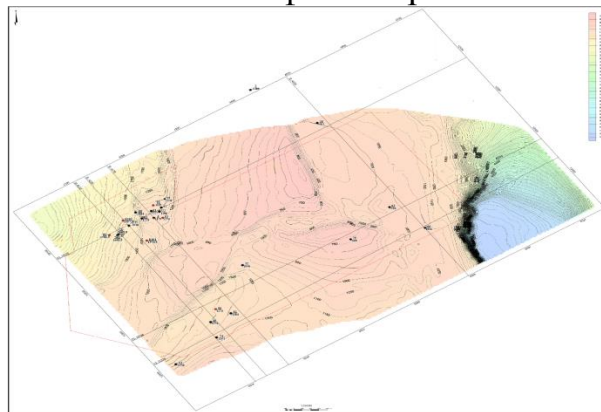


Рисунок 5. Структурная карта по VI отражающему горизонту (кровля соли)

В толще среднетриасовых отложений выделены 9 сейсмических отражающих горизонтов (ТЗ-1, ТЗ, Т2-1, Т2-2, Т2-3, Т2-4, Т2-5, Т2-6, Т1), которые прослеживаются по контрактной территории спорадически.

По данным бурения и комплекса ГИС нефтенасыщенные коллектора установлены в отложениях среднего триаса в пределах северо-западного и юго-западного крыльев и в отложениях верхней юры на юго-восточном крыле структуры Кемерколь.

К отложениям среднего триаса приурочены продуктивные горизонты Т2-I (пласты А, В), Т2-II, Т2-III, Т2-IV, Т2-V, к отложениям верхней юры приурочен продуктивный горизонт J3-I.

Структурные карты по отражающим горизонтам Т-3, Т2-5, Т-1 характеризуют геологическое строение кровли продуктивных горизонтов Т2-I (пласт А), Т2-III, Т2-V.

Структурные карты по отражающим горизонтам Т2-1, Т2-3 и Т2-6 характеризуют геологическое строение подошвы соответственно Т2-I (пласт В юго-западное крыло), Т2-I (пласт В северо-западное крыло) и Т2-III продуктивных горизонтов.

Отражающий горизонт ТЗ-1 развит в пределах восточной части площади (рис. 6). По поверхности горизонта выделяется структура примыкания, ограниченная с востока уступом соли. Центральная часть структуры осложнена тектоническими нарушениями. Свод структуры в районе скважины 18 по изогипсе -700 м имеет размеры 2,0 x 1,75 км, высоту 75 м

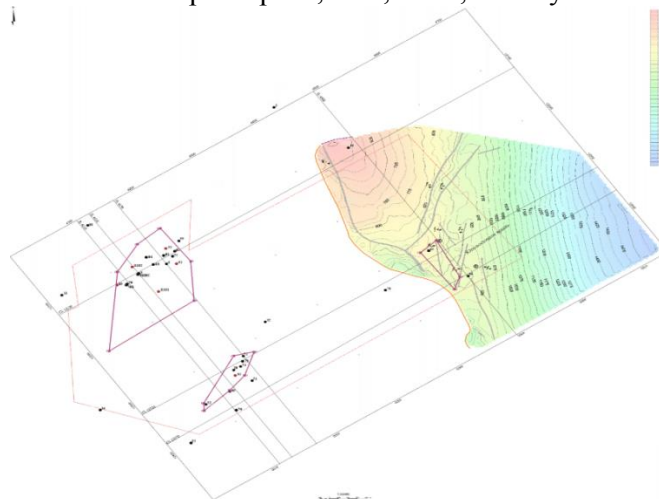


Рисунок 6. Структурная карта по ТЗ-1 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

Отражающий горизонт ТЗ развит почти на всей площади, за исключением части юго-западного крыла, также приурочен к среднетриасовым отложениям (рис. 7). На всех крыльях по поверхности горизонта выделяются структуры примыкания, отчасти ограниченные стратиграфическим и литологическим несогласиями. К данному отражающему горизонту приурочена залежь нефти Т2-I (пласт А) в скважинах 4, 77, 81, 82, 92, 93 северо-западного крыла структуры Кемерколь, в остальных скважинах (9, 9БИС, 10, 11, 83, 84, R102) пласт А горизонта Т2-I выклинивается под отложения нижней юры. Размеры структуры 2,75 x 0,75м, высота 75 м.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

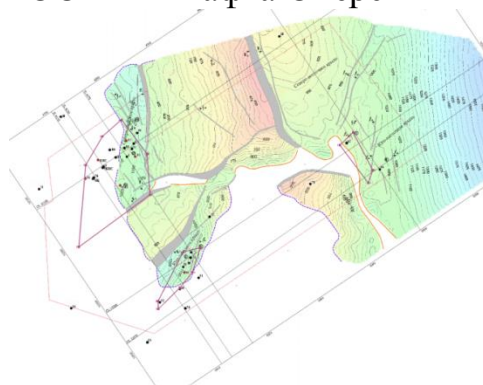


Рисунок 7. Структурная карта по Т3 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

Отражающие горизонты Т2-1, Т2-2 занимают юго-западную часть контрактного участка юго-западного крыла структуры (рис. 8 и 9). К отражающему горизонту Т2-1 приурочена залежь нефти Т2-1 (пласт В) в скважинах 20, 73, 75, 95. В районе скважин 20, 73, 95 по ОГ-Т2-1 размеры структуры по изогипсе -1150 м составляют 1,6 x 0,2 км, высота 25 м, по ОГ-Т2-2 размеры структуры по замкнутой изогипсе -1275 м - 1,7x0,3 км, высота 75 м.

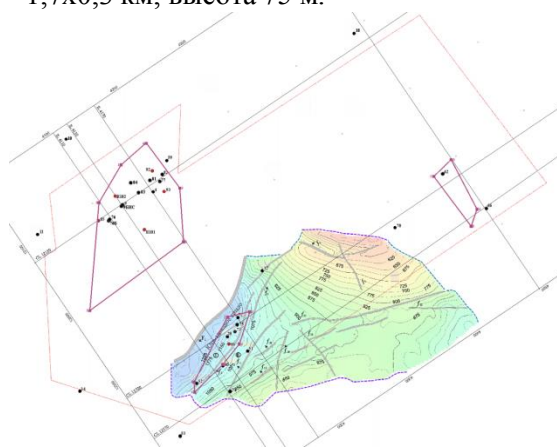


Рисунок 8. Структурная карта по Т2-1 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

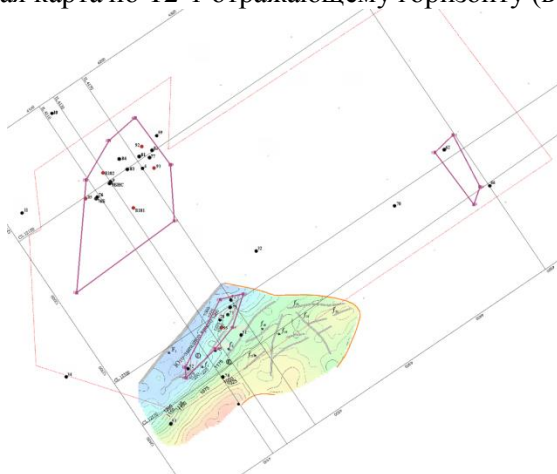


Рисунок 9. Структурная карта по Т2-2 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

Отражающие горизонты Т2-3, Т2-4, Т2-5, Т1 почти повторяют строение горизонта Т2-6, смещаясь лишь гипсометрически и незначительно сдвигаясь по оси. К отражающему горизонту Т2-3 приурочены залежи нефти продуктивных горизонтов Т2-1 (пласт В) и Т2-П в скважинах 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101 северо-западного крыла. По ОГТ2-3, который характеризует строение залежей нефти в районе скважин: 77, 81, 82, 92, 93 (блок VI); 83, 84 (блок III), R101 (блок IV), размеры структуры составляют - по блоку VII по изогипсе -1135 м – 1,4x0,6 км, высота 20 м, по блоку IV по изогипсе -1155 м – 1,5 x0,9 км, высота 60 м и блоку II по изогипсе -1155 м – 1,4 x0,3 км, высота 20 м. По ОГ-Т2-4 в р-не скважин 9, 9БИС размеры структуры по изогипсе -1200м составляют 1,5 x 0,5 км, высота 125 м. К ОГ Т2-5 приурочена залежь нефти горизонта Т2-III в скважинах 9, 9БИС, 84 (блок III) размеры структуры по изогипсе -1300 м - 2,5 x 0,8 км высота 125 м и в скважине R102 (блок II) размеры структуры по изогипсе -1350м - 2,8 x 0,3 км высота до 125 м, по ОГ-Т1 размеры структуры по изогипсе -1900 м – 3,8 x 1,1 км, высота до 225м.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Отражающий горизонт T2-6 прослежен в северо-западной части контрактного участка северо-западного крыла структуры, которая разбита разломами на блоки, в центральной части примыкает - к уступу соли (рис. 10).

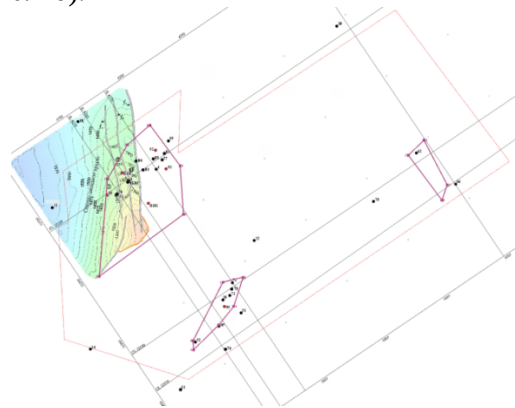


Рисунок 10. Структурная карта по T2-6 отражающему горизонту (в толще среднего триаса)

К данному отражающему горизонту приурочены залежи нефти T2-IV, T2-V в скважинах 76, 76Б северо-западного крыла. В районе скважин 76, 76Б (блок I) по замыкающей изогипсе -1475 м размеры структуры - 4,9 x 1,0 км высота до 150 м. Размеры структуры в районе скв.9, 9БИС, 84 (блок III) по изогипсе -1400 м составляют 1,1 x 0,5 км, высота до 75 м.

Структура Кемерколь по юрско-меловому комплексу системой тектонических нарушений разбита на северо-западное, юго-западное, северо-восточное и юго-восточное крылья. В качестве самостоятельного элемента следует выделить дугообразный грабен, простирающийся с юго-востока в виде дуги до центра купола и далее на запад.

По отражающему горизонту V (подошва нижнеюрских отложений) структура осложнена дизъюнктивной тектоникой, что обусловило четырехлучевое строение купола.(рис. 11)

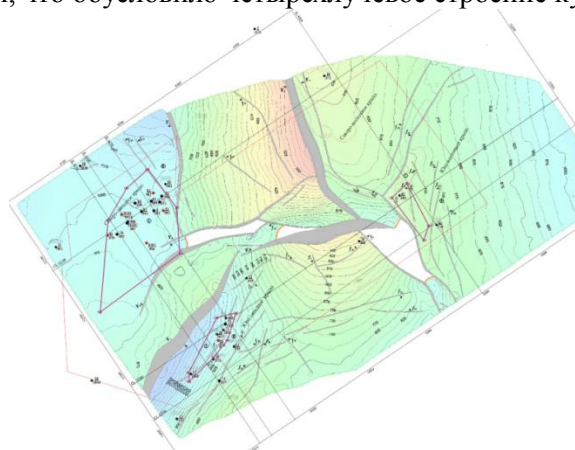


Рисунок 11. Структурная карта по V отражающему горизонту (подошва юры)

Разнонаправленными тектоническими нарушениями выделяются четыре крыла (северо-западное, юго-западное, северо-восточное, юго-восточное), каждое из которых, в свою очередь, осложнено множеством мелких разломов.

Северо-западное крыло, ограниченное с востока крупным разломом, приуроченным к борту соляного поднятия, наиболее поднятое, где пробурены скважины 4, 9, 9БИС, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101, R102.

Юго-западное крыло образует полусвод на глубине -700 м. Крыло отделяется от северо-западного крыла узкой полосой грабена, внутри которого также образованы полуантиклинальные более мелкие структуры, примыкающие к разломам. На западной части крыла пробурены скважины 20, 45, 51, 52, 53, 72, 73, 74, 75, 95.

Северо-восточный и юго-восточный опущенные крылья характеризуются более пологими углами склонов. Гипсометрические отметки V отражающего горизонта варьируют по всей площади от -250 м до -1100м.

В толще среднеюрских отложениях прослежены сейсмические отражающие горизонты J2, J2-2, структура которых повторяет в плане строение нижележащего отражающего горизонта - осложнена разнонаправленными тектоническими нарушениями (рис.12 и 13).

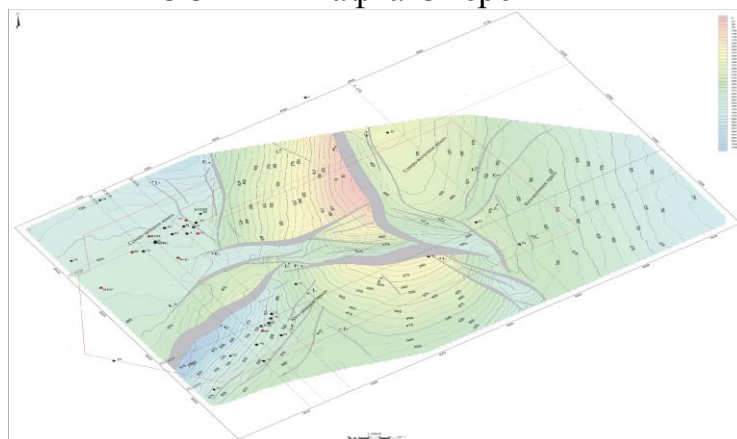


Рисунок 12 - Структурная карта по отражающему горизонту J2

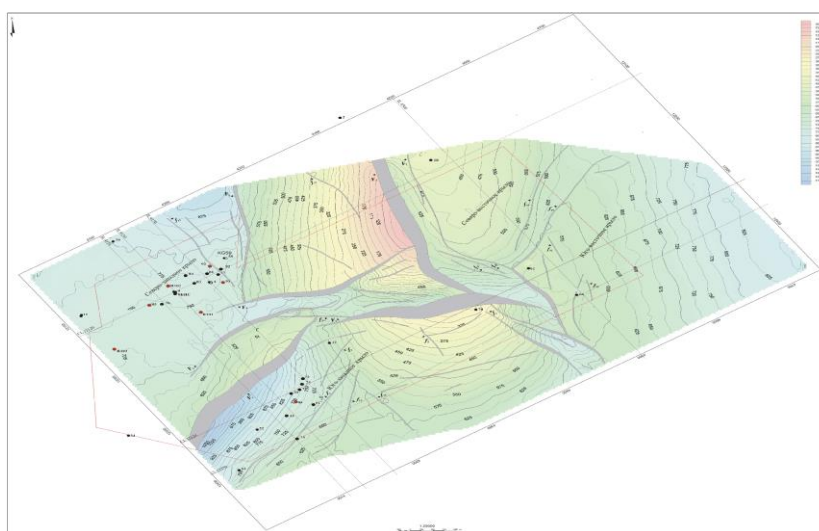


Рис.13 - Структурная карта по отражающему горизонту J2-2

По отражающему горизонту III (подошва меловых отложений) структура повторяет в плане строение нижележащих горизонтов: также имеет четыре крыла и грабен, каждое из которых характеризуется наличием ловушек примыкания. Гипсометрические отметки поверхности юрских отложений находятся в интервале -25 - 800 м. ОГ-III характеризует геологическое строение кровли горизонта J₃-I на юго-восточном крыле, которое сбросами разделено на 2 блока (I, II), в пределах блоков пробурены скважины 62, 66. Залежь нефти на блоке I (район скв.62) экранирована тектоническими нарушениями F₇, f₂₉.

1.2.6.3. Нефтегазоносность

Месторождение Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна.

В 1989-1994 годах на структуре Кемерколь было пробурено 14 скважин (2, 4, 9, 10, 11, 18, 20, 32, 34, 45, 51, 52, 53, 59).

Первооткрывательницей месторождения является скважина 4, где при опробовании среднетриасового отложения в 1991г, получен приток нефти дебитом 94,8 м³/сут.

В 2006-2022 годах в пределах месторождения пробурены 21 скважины (9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 85, 95, 93, 95, R101, R102), из которых продуктивными оказались по данным ГИС и опробования 16 скважин (9БИС, 62, 73, 75, 76, 76Б, 77, 81, 82, 83, 84, 95, 93, 95, R101, R102).

Залежи нефти установлены на северо-западном и юго-западном крыльях структуры в среднетриасовых отложениях, на юго-восточном крыле - в отложениях верхней юры.

В результате детальной пластовой корреляции разрезов скважин в отложениях верхней юры и среднего триаса прослеживаются продуктивные горизонты: J₃-I, T₂-I (пласты А, В), T₂-II, T₂-III, T₂-IV, T₂-V, с которыми связаны нефтяные залежи. Пласт Б горизонта T₂-I водоносный

Коллекторы продуктивных горизонтов литологически представлены песками, песчаниками.

Всего на месторождении Кемерколь, с учетом новых горизонтов, установлено 6 продуктивных горизонтов J₃-I, T₂-I (пласты А, В), T₂-II, T₂-III, T₂-IV, T₂-V.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Залежи продуктивных горизонтов по данным бурения и сейсмики 3Д тектоническими нарушениями на северо-западном крыле разбиты на 8 блоков (I, II, III, IV, V, VI, VI', VII), на юго-западном крыле на 3 блока (I, I' II), на юго-восточном крыле на 2 блока (I, II).

За период времени, прошедший после ПЗ-2022г, на месторождении пробурены 2 скважины (R103, R104).

Скважина R-103 ликвидирована по геологическим причинам.

В скважине R104, пробуренной в блоке IV, при опробовании в интервале 1382-1384 м получен приток нефти с водой. Скважина находится в консервации.

При построении структурных карт по кровле коллектора использовались карты по отражающим горизонтам: III (залежь горизонта J₃-I юго-восточного крыла); T₂-1 (залежь горизонта T₂-I-B юго-западные крыла); на северо-западном крыле T-3 (залежь горизонта T₂-I-A), T₂-3 (залежи горизонтов T₂-I-B, T₂-II), T₂-5 (залежь горизонта T₂-III), T₂-6 (залежь горизонта T₂-IV), T-1 (залежь горизонта T₂-V).

Строение продуктивных горизонтов в плане приведены на структурных картах, построенных по кровле коллекторов (граф.пр.5-10).

Юго-восточное крыло

Горизонт J₃-I залегает в кровле отложений верхней юры. Горизонт нефтеносен в пределах блока I.

Блок I. По материалам ГИС в разрезе скважины 62 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, где при опробовании получены притоки нефти с водой ($Q_n=0,4032\text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_v=1,613\text{ м}^3/\text{сут}$).

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 311,7 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 315,1 м, высота залежи равна 3,4 м. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 315,1 м по разделу нефть-вода.

Площадь залежи составляет 373 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Северо-западное крыло

Горизонт T₂-I. Пласт А залегает в верхней части отложений среднего триаса.

По данным ГИС в скважине R101, пробуренной на блоке IV, коллекторы водонасыщенные (ранее блок IV бурением не был освещен, оценка запасов проведена по аналогии с блоком VI).

В данном отчете ранее единый блок VI разбит на 2 блока (VI, VI') тектоническим нарушением f', по данным ГИС в новой скважине 92 коллекторы водонасыщенные, кровля водонасыщенного коллектора находится на отметке минус 1004,1м, что гипсометрически выше на 14,8 м и 16,5 м, чем принятые контуры нефтеносности (ВНК на отметках минус 1018,9 м и минус 1020,6 м).

Горизонт нефтеносен в пределах блока VI.

Блок VI. На блоке пробурены скважины 4, 77, 81, 82, 93. По данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 4, 77, 81, нефтеводонасыщенные – в разрезе скважины 82, в скважине 93 коллекторы литолого-фациально замещены.

В скважине 4 в период разведки при опробовании получен был приток нефти дебитом до 94,8 м³/сут.

В скважине 77 в интервале 1060,4-1061,0м (-995,9-996,5 м) коллектор по материалам ГИС имеет неоднозначную характеристику, на уровне вмещающих пород. Из интервала 1060,32-1061,25 м был отобран керн, который представлен глинами с прослойками нефтенасыщенного песчаника. В связи с этим, выделенный коллектор в интервале 1060,4-1061,0м (0,6 м) отнесен к нефти, без оценки нефтенасыщенности.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора минус 989,8 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1020,6 м (скв.4), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1018,9 м (скв.82), высота залежи до 30,8 м, размеры залежи 1,5х0,7 км. Площадь залежи – 817 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

Горизонт T₂-I. Пласт В. Горизонт нефтеносен в пределах блоков III, IV, VI.

Блок III. По материалам ГИС нефтеводонасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 83, 84.

При опробовании скважин 83, 84 получены притоки нефти дебитами 12 м³/сут, 15,12 м³/сут соответственно. Скважины 83, 84 в пробной эксплуатации находились с 01.03.2017г. В промышленную разработку вступили в 2018 году, текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 2,9 м³/сут и 2,4 м³/сут при обводненности 83,5% и 92,4%

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1058,5 м (скв.83), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1073,1 м (скв.84),

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

высота залежи - 14,6 м, размеры залежи 1,2х0,5 км. ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1073,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 84.

Площадь залежи - 503 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок IV. На блоке пробурена скважина R101, где по данным ГИС выделен 1 нефтенасыщенный коллектор. Горизонт не опробован.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1066,3 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1067,4 м, высота залежи равна 1,1 м, размеры залежи 1,0х0,3 км. ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1067,4 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 250 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок VI. По материалам ГИС нефтеводонасыщенные коллекторы выделены в разрезе скважин 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93.

При опробовании скважин 81, 82, 93 получены притоки нефти дебитами 24 м³/сут, 20,6 м³/сут, 13,6 м³/сут соответственно. Скважины 81, 82 в пробной эксплуатации находились в 2017г, в промышленную разработку вступили в 2018 году.

В 2019 году в пределах блока были пробурены скважины 92 и 93. При опробовании скважины 93 в инт. 1126,7-1131,4 м (-1055,9-1060,6 м) получены притоки нефти с водой.

В процессе разработки залежи в скважине 92 нижние пласты-коллекторы обводнились, кровля водонасыщенного коллектора фиксируется на отметке минус 1059,6 м. В скважина 93 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1059,3 м, кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1072,1 м.

В промышленную разработку скважина 93 вступила в августе 2019 года.

В действующем фонде находятся скважины 81, 82, 93, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 4,4 м³/сут, 6,5 м³/сут, 6,9 м³/сут при обводненности 79,9%, 0,7%, 1,4%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1043,3 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1065,7 м (скв.81), высота залежи равна 22,4 м, размеры залежи 1,1х0,6 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1065,7 м по разделу нефть-вода в скважине 81.

Площадь залежи составляет 424 тыс.м². Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Т₂-II нефтеносен в пределах блоков IV, VI.

Блок IV. В пределах блока пробурена скважина R101, где коллекторы по данным ГИС нефтеводонасыщенные.

При опробовании скважины R101 получен приток нефти с водой (Q_н=12,1 м³/сут, Q_в=1,1 м³/сут).

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1150,9 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1153,2 м, высота залежи равна 2,3 м, размеры залежи 1,2х0,3 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1153,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 293 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок VI. По данным ГИС в скважинах 77, 81, 92, 93 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы, в скважине 82 коллекторы водонасыщенные.

При опробовании скважин 77 и 92 получены притоки нефти дебитами 30 м³/сут и 1,0 м³/сут соответственно. Скважина 77 в пробной эксплуатации находились в 2016-2017гг, в промышленную разработку скважина вступила в 2018 году.

В процессе разработки в скважине 93 нижний пласт-коллектор обводнился, кровля водонасыщенных коллекторов фиксируется на отметке минус 1139,4 м. При опробовании скважины 92 в инт. 11947-1201 м (-1135,2-1142,2 м) получены притоки нефти с водой.

В промышленную разработку скважина 92 вступила в августе 2019 г.

В действующем фонде находятся скважины 77 и 92, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 13,8 м³/сут и 1,2 м³/сут при обводненности 66,1% и 27,6%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1132,6 м (скв.77), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1148,2 м (скв.81), высота залежи равна 15,6 м, размеры залежи 0,8х0,4 км. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметке минус 1148,2 м по подошве нефтенасыщенного коллектора (скв.81) и минус 1146,2 м по кровле водонасыщенного коллектора (скв.92).

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Площадь залежи составляет 281 тыс.м². Залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Т₂-III нефтеносен на блоках II, III.

Блок II. На блоке пробурена скважина R102, где по данным ГИС коллекторы нефтеводонасыщенные. Горизонт не опробован.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1353,7 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1362,3 м, высота залежи 8,6 м, размеры залежи 2,7х0,3 км. ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1362,3 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 739 тыс. м². Залежь нефти пластовая, сводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

Блок III. По данным ГИС в скважинах 9, 9БИС, 84 коллекторы нефтеводонасыщенные.

Нефтеносность установлена при опробовании скважин 9, 9БИС, где получены притоки нефти дебитами 4,89 м³/сут, 2,6 м³/сут соответственно. Скважина 9БИС в промышленной разработке находится с 2018 года, обводненность составляет 100%.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1281,7 м (скв.9БИС), в скв. 9 подошва нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1327,5м, в скв.84 кровля водонасыщенного коллектора - на отметке минус 1323,6 м, высота залежи до 45,8 м, размеры залежи 2,1х0,5 км. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметках минус 1327,5 м (скв.9) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1323,6 м (скв.84).

Площадь залежи составляет 784 тыс. м². Залежь нефти пластовая, сводовая тектонически, стратиграфически экранированная.

В дополнительно пробуренной скважине R-104 в IV блоке по ГИС и по данным бурения выделены нефтенасыщенные толщины. Ранее в подсчете запасов (2022 г) этот блок был выделен как водоносный.

Горизонт Т₂-IV нефтеносен на блоке I. По данным ГИС в скважинах 10, 11, 85 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 76, 76Б коллекторы нефтеводонасыщенные. Горизонт не опробован.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1464,3 м (скв.76Б), подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1468,6 м (скв.76), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1467,5 м (скв.76Б), высота залежи до 4,3 м, размеры залежи 2,2х0,5 км. ВНК принят по данным ГИС наклонным на отметках минус 1468,6м (скв.76) по подошве нефтенасыщенного коллектора и по кровле водонасыщенного коллектора минус 1467,5 м (скв.76Б).

Площадь залежи составляет 836 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Горизонт Т₂-V нефтеносен в блоке I. По данным ГИС в скважинах 10, 11, 85 коллекторы водонасыщенные, в скважинах 76, 76Б коллекторы нефтенасыщенные.

При опробовании в скважине 76 получен приток нефти дебитом 3 м³/сут на 3 мм штуцере, в скважине 76Б - приток нефти дебитом 4,6 м³/сут на 7 мм штуцере.

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1565,4 м (скв.76Б), кровля водонасыщенного коллектора на отметке минус 1577,6 м (скв.76Б), высота залежи равна 12,2 м, размеры залежи 0,5х0,2 км. ВНК принят на отметке минус 1577,6 м по кровле водонасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 139 тыс. м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Юго-западное крыло

Горизонт Т₂-I. Пласт В. В данном отчете ранее единый блок I разбит на 2 блока (I, I') тектоническим нарушением f', по результатам бурения новой скважины 95, где подошва нефтенасыщенного коллектора по данным ГИС находится гипсометрически ниже на 13,5 м и 8,7 м, чем принятые контуры нефтеносности (ВНК -1127,2 м -1132,0 м).

Блок I. В пределах блока пробурены скважины 20, 72, 73, 75.

По материалам ГИС нефтенасыщенные коллекторы выделены в скважине 73, в скважинах 20, 75 – нефтеводонасыщенные, в скважине 72 - водонасыщенные.

Нефтеносность установлена при опробовании скважин 20, 73, 75: в скважине 20 получен приток нефти дебитом до 80 м³/сут на 7 мм штуцере, в скважине 73 - приток нефти дебитом до 42 м³/сут, в скважине 75 - приток нефти дебитом 12 м³/сут.

Скважина 20 в пробной эксплуатации находилась с 01.03.2006г, скважина 73 - с 01.05.2007г, скважина 75 - с 01.11.2016 г. В промышленную разработку скважины вступили в 2018 году.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

В действующем фонде находятся скважины 20, 73, 75, где текущие дебиты нефти в скважинах соответственно 1,4 м³/сут, 1,6 м³/сут, 1,6 м³/сут при обводненности 95,5%, 92,5%, 76,2% (прил.16 кн.3).

По данным ГИС минимальная кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1092,8 м (скв.73), подошва нефтенасыщенных коллекторов на отметках минус 1129,2 м (скв.20) и минус 1132,0 м (скв.73), высота залежи до 39,2 м, размеры залежи 0,6х0,3 км. ВНК принят наклонным по данным ГИС на отметке минус 1129,2 м по разделу нефть-вода в скважине 20 и на отметке минус 1132,0 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине 73.

Площадь залежи составляет 172 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

Блок I. В пределах блока пробурены скважины 52, 95. По данным ГИС в разрезе скважины 95 выделен нефтенасыщенный коллектор, в скважине 52 коллекторы водонасыщенные. Пласт не опробован.

По данным ГИС кровля нефтенасыщенного коллектора находится на отметке минус 1138,5 м, подошва нефтенасыщенного коллектора на отметке минус 1140,7 м, высота залежи равна 2,2 м, размеры залежи 0,4х0,2 км. ВНК принят условно по данным ГИС на отметке минус 1140,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора.

Площадь залежи составляет 87 тыс.м². Залежь нефти пластовая, полусводовая, тектонически экранированная.

1.2. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности, соответствующее следующим условиям

1.3.1. Охват изменений в состоянии всех объектов охраны окружающей среды и антропогенных объектов, на которые намечаемая деятельность может оказывать существенные воздействия, выявленные при определении сферы охвата и при подготовке отчета о возможных воздействиях

В рамках определения сферы охвата и подготовки Отчета о возможных воздействиях к Дополнению к проекту разработки месторождения Кемерколь проведена оценка потенциального воздействия намечаемой деятельности на основные компоненты окружающей среды и антропогенные объекты, расположенные в районе проведения работ.

В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии:

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- ландшафты;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- состояние экологических систем и экосистемных услуг;
- биоразнообразие;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

В местах планируемых установочных работ естественных водотоков и водоемов нет.

Согласно СП "Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов" (20 февраля 2023 года № 26) вблизи поверхностных водных источников устанавливаются водоохранные зоны. Минимальная ширина водоохранной зоны для малых рек (длиной менее 200 км) и озер устанавливается в размере 500 м. В пределах водоохранной зоны не должны базироваться какие-либо временные или тем более постоянные стоянки передвижных лагерей и автотранспорта. Данные природоохранные меры направлены на сохранность естественного состояния водотока.

Согласно ст.270 Экологического Кодекса РК Ширина водоохранной зоны по берегу Каспийского моря принимается равной 2000 метров от отметки среднепогодного уровня моря за последнее десятилетие, равной минус 27 метров, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 2 статьи 223 настоящего Кодекса.

Все проектируемые скважины расположены за пределами водоохранных зон и полос водных

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

объектов, соответствуют требованиям статьи 125 Водного кодекса Республики Казахстан.

Риска загрязнения поверхностных источников нет, тем не менее недопустим сброс любого вида отходов (жидких, твердых) в водотоки. Недопустима организация мойки автотранспорта. Для этого на промплощадке будет обустроено специальное место, оборудованное ливневой канализацией и системой сбора загрязненных стоков. Кроме того, движение производственного транспорта не должно совершаться через русла водотоков во избежание нарушения целостности берегов.

Характер рельефа района работ исключает возможность больших скоплений дождевых и талых вод в местах проектируемых объектов.

При соблюдении проектных решений в части водопотребления и водоотведения, а также при строгом производственном экологическом контроле в процессе эксплуатации объекта негативное воздействие на поверхностные и подземные воды будет исключено.

Учитывая удаленное место расположения от открытых водных объектов загрязнение поверхностных вод исключается. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

- изменениях условий формирования склонового стока и интенсивности эрозионных процессов в районах проведения геологоразведочных (а именно оценочных) работ;
- загрязнение водотоков ливневым и снеговым стоком в районах проведения работ от объектов энергообеспечения, строительной техники и транспорта.

Проведение экологического мониторинга поверхностных вод при реализации проектных решений не предусматривается, в связи с удаленностью объектов.

1.3.2. Полнота и уровень детализации достоверной информации об изменениях состояния окружающей среды должны быть не ниже уровня, достижимого при затратах на исследование, не превышающих выгоды от него

При подготовке Отчета о возможных воздействиях по Дополнению к проекту разработки месторождения Кемерколь использованы актуальные и достоверные сведения о природных и социально-экономических условиях территории проведения работ, характеристики проектируемой деятельности, сведения о технологических процессах, источниках воздействия, объемах выбросов загрязняющих веществ, образовании отходов и потреблении природных ресурсов.

Объем и детализация исходной информации определены с учетом характера, масштаба и продолжительности намечаемой деятельности, а также потенциальной значимости ее воздействия на компоненты окружающей среды. При оценке использованы материалы проектной документации, имеющиеся фондовые и справочные материалы, данные о природных условиях района, климатических и гидрологических характеристиках, состоянии земельных ресурсов, растительного и животного мира, а также результаты выполненных расчетов воздействия.

При определении необходимого объема исходной информации учитывалась специфика рассматриваемого объекта — освоение месторождения Кемерколь. Основные потенциальные источники воздействия и связанные с ними изменения состояния окружающей среды могут быть определены на основании проектных решений и существующих природоохранных нормативов. В связи с этим дополнительное проведение широкомасштабных исследований природной среды, не связанных непосредственно с характером и масштабом намечаемой деятельности, на данной стадии не требуется.

Для оценки воздействия на атмосферный воздух использованы данные о составе и количестве источников выбросов, параметрах технологического оборудования, режиме его работы и объемах потребления топлива.

Оценка воздействия на водные ресурсы выполнена с учетом существующей гидрографической и гидрогеологической обстановки района, потребности объекта в воде, источников водоснабжения, характера водоотведения и отсутствия предусмотренных проектом сбросов сточных вод в поверхностные водные объекты.

При оценке воздействия на земельные ресурсы и почвенный покров учтены площадь и характер предполагаемого нарушения земель, особенности рельефа, почвенного покрова и растительности территории, а также предусмотренные проектом мероприятия по предотвращению загрязнения и восстановлению нарушенных земель.

Оценка воздействия на растительный и животный мир выполнена с учетом характера растительного покрова, особенностей местообитаний, существующей антропогенной нагрузки и локального характера проектируемых работ. Потенциальные воздействия рассматриваются в пределах территории, непосредственно затрагиваемой намечаемой деятельностью, и прилегающей зоны возможного воздействия.

Детализированная информация представлена об изменениях состояния окружающей среды

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

представлена в разделах 1.8 и 1.9.

1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Месторождение Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна. В административном отношении территория месторождения относится к Кызылкогинскому району Атырауской области Республики Казахстан.

В настоящее время на месторождении осуществляется промышленная разработка залежей нефти среднетриасовых отложений. Недропользователем является ТОО «АП – Нафта Оперейтинг». Разработка осуществляется на основании Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь, регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г., с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 г. по 12.04.2044 г.

Земельные участки, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, используются для размещения и эксплуатации объектов нефтегазовой инфраструктуры, включая скважины, кустовые и технологические площадки, объекты сбора и подготовки продукции, внутривыпускные коммуникации, подъездные дороги и другие объекты, обеспечивающие проведение буровых, добычных и промысловых работ.

Основным целевым назначением использования территории является обеспечение проведения работ по добыче углеводородного сырья, эксплуатации существующих объектов месторождения, строительству и размещению предусмотренных проектом объектов нефтепромысловой инфраструктуры, а также обеспечению транспортировки, сбора и подготовки добываемой продукции.

Первооткрывательницей месторождения является скважина 4, где при опробовании среднетриасового отложения в 1991г, получен приток нефти дебитом 94,8 м3/сут.

Залежи нефти установлены на северо-западном и юго-западном крыльях структуры в среднетриасовых отложениях, на юго-восточном крыле - в отложениях верхней юры.

В результате детальной пластовой корреляции разрезов скважин в отложениях верхней юры и среднего триаса прослеживаются продуктивные горизонты: J3-I, T2-I (пласты А, В), T2-II, T2-III, T2-IV, T2-V, с которыми связаны нефтяные залежи. Пласт Б горизонта T2-I водоносный.

В 1990-1993 годах проведены сейсмические исследования МОГТ 2Д.

В 1994 году ТОО «КазНИГРИ» выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти залежей среднетриасового отложения» (протокол ГКЗ РК №74-ПЗ от 23.12.1994 г).

В 1994 году IV квартале ГКХ «Акбота» выполнен прирост запасов нефти среднетриасового отложения (протокол №74-ПЗ от 23.12.1994 г).

В 2004 году недропользователем был ТОО «Saga Creek Gold Company» согласно Контракта на разведку №1580 от 18.11.2004 г.

В 2005 году согласно Дополнения №1 (рег.№1832 от 15.09.2005г) к контракту права недропользования переданы ТОО «Viktoria Energy Central Asia».

В 2005 году ТОО «АкАй Консалтинг» составлен проект разведки месторождения Кемерколь, проектом предусматривалось бурение 10 скважин (протокол «Запказнедра» №136/2005 от 13.09.2005г).

В 2006-2010 годах пробурены 7 скважин (9БИС, 62, 66, 70, 72, 73, 74), из них в двух скважинах (9БИС, 73) при опробовании получены притоки нефти из среднетриасового отложения.

В 2006 году АО «Азимут Энерджи Сервисез» выполнены сейсмические исследования МОГТ-3Д в объеме 116,55 кв.км. В результате проведенных работ было уточнено геологическое строение надсолевых и подсолевых отложений контрактной территории.

В 2007 году ТОО «АкАй Консалтинг» составлен «Проект пробной эксплуатации» (протокол ЦКРР РК №44 от 13.07.2007г).

В 2008 году согласно приказа МЭ и МР о признании недействительным передача прав ТОО «Viktoria Energy Central Asia» согласно решению суда от 06.03.2008г и приостановлением ГРП и ввода месторождения во временную консервацию.

В 2009 году МЭ и МР утверждено Дополнение №2 (рег.№3021 от 23.02.2009г) к контракту №1580, согласно которому права на недропользования от ТОО «Saga Creek Gold Company» передана ТОО «Бакыт Тау».

В 2010 году ТОО «Центр Консалтинг» выполнена переинтерпретация данных сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, по результатам этих работ уточнено геологическое строение контрактной территории.

В 2012 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Проект оценочных работ», где ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

предусматривалось бурение одной оценочной скважины (протокол ЦКРР РК №28 от 15.11.2012г и письмо комитета геологии и недропользования МИИР №17-02-852-И от 28.11.2012г).

С июня 2008 года по январь 2017 год месторождение находилось в консервации.

Период разведки продлен до 01.03.2019г согласно Дополнения №5 (рег.№4289-УВС-МЭ от 08.04.2016 г) к контракту №1580.

В 2016 году права недропользования на контрактной территории Кемерколь от ТОО «Бакыт Тау» перешли к ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» на основании Дополнения №6 (рег.№4315-УВС-МЭ от 30.06.2016г) к контракту №1580.

Недропользователем месторождения Кемерколь является ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» на основании Контракта №1580 от 18.11.2004г на проведение на разведки и добычи углеводородного сырья до 12.09.2022г.

Границы месторождения определены геологическим отводом и 3 участками горного отвода. Площадь геологического отвода составляет 57,727 км² и глубина разведки до фундамента. Общая площадь горного отвода 7,273 км² и глубина разработки – абсолютная отметка минус 1577,6 м.

Период разведки на контрактной территории продлевался 3 раза. Последнее продление 2021 году Дополнение №11 с регистрационным №4903 от 25.03.2021 года к контракту №1580 от 18.11.2004 г на проведение разведки углеводородного сырья.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

В 2016 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» выполнена «Переобработка и интерпретация сейсмических данных МОГТ 3Д...» (протокол МД «Запказнедра» №24/2017 от 28.02.2017г). По результатам выполненных работ построены структурные карты по 15 отражающим горизонтам: III (подошва мела), J2, J2-2 (толще средней юры), V (подошва нижней юры), T3-1, T3, T2-1, T2-2, T2-3, T2-4, T2-5, T2-6, T1 (в толще средний триас), VI (кровля соли), VI-1 (кровля соли в подкарнизной части).

В 2016 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к проекту оценочных работ» (протокол ЦКР РК №75/23 от 19.08.2016г и письмо комитета геологии и недропользования МИИР №27-5-1804-и от 16.09.2016г).

В 2016-2017 годах пробурены 7 оценочных скважин (75, 76, 77, 81, 82, 83, 84), из них в скважинах 75, 76, 77, 81, 83, 84 при опробовании из среднетриасового отложения получены притоки нефти.

В 2017 году на основе «Дополнения к проекту пробной эксплуатации на месторождении Кемерколь» (протокол ЦКР РК №80/17 от 23.12.2016г и письма комитета геологии и недропользования МИИР №27-5-167-И от 19.01.2017г) возобновлена пробная эксплуатация. Согласно проекту, расконсервированы 2 скважины (20,73) и из бурения в эксплуатацию введены 2 скважины (75,77).

В 2017 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» по результатам бурения 28 скважин по продуктивным горизонтам T2-I, T2-II, T2-III, T2-IV, T2-V выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь Атырауской области РК по состоянию на 01.04.2017г» (протокол ГКЗ РК №1840-17-П от 17.08.2017г). На государственный баланс приняты запасы нефти: по категории C1 – 1719 тыс.т геологических и 350 тыс.т извлекаемых, по категории C2 – 458 тыс.т геологических и 70 тыс.т извлекаемых.

В 2017 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнено «Дополнение №2 к проекту оценочных работ на месторождении Кемерколь». Проектом закладывалось бурение трех оценочных скважин 85, 86 проектными глубинами 2500+250 м и скв.78 проектной глубиной 1500+250 м и углубление пробуренной скважины 76 до проектной глубины 2500+250 м (протокол ЦКРР РК №88/9 от 24.08.2017г и письмо комитета геологии и недропользования МИИР №27-5-1897-и от 28.09.2017г). В декабре 2017 года скважина 76 была углублена до глубины 2200 м для поиска углеводородов на подкарнизные пермотриасовые отложения, но проектной глубины 2500 м достичь не удалось из-за прихвата бурового инструмента в интервале 1800-2200 м, скважина была ликвидирована по техническим причинам.

В 2017 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кемерколь» (протокол ЦКРР РК №89/14 от 29.09.2017г и письмо комитета геологии МИИР РК 27-5-2063-и от 25.10.2017г).

В 2018 году в скважине 76 пробурен боковой ствол 76Б, где при опробовании интервала 1624-1626м получен приток нефти дебитом 4,6м³/сут.

В 2018 году ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч" по результатам бурения 29 скважин по ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

продуктивным горизонтам Т2-I, Т2-II, Т2-III, Т2-IV, Т2-V составлен «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию на 01.04.2018 г», утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям С1 и С2 составили соответственно 2625/589 и 555/36 тыс.т, растворенного газа – 45/10,8 и 11,1/1,27 млн.м3 (протокол №1992-18-У ГКЗ РК от 29.11.2018г).

В 2018 году ТОО "Каспиан Энерджи Ресерч" составлен «Проект разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь (протокол ЦКРР РК № 6/11 от 20.12.2018г).

В 2018 году составлен «Проект разработки месторождения Кемерколь по состоянию на 01.12.2018г» (протокол ЦКРР РК № 8/3 от 01.03.2019г).

В октябре 2019 года пробурены скважины 92, 93, 95: в скважинах 92, 93 при опробовании получены притоки нефти с водой (в скв.92 - $Q_n=1,0$ м3/сут $Q_v=0,5$ м3/сут, в скв.93 - $Q_n=13,6$ м3/сут $Q_v=0,4$ м3/сут), в скважине 95 получен приток воды дебитом 0,1 м3/сут.

В 2020 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Анализ разработки по среднетриасовым нефтеносным горизонтам месторождения Кемерколь» (протокол ЦКРР РК №11/9 от 18.02.2021г).

В 2021 году ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен «Отчет о результатах переработки и интерпретации 3Д МОГТ на площади Кемерколь (северная часть) контрактной территории ТОО «Ап-Нафта Оперейтинг» (письмо МД «Запказнедра» №26-10-4-1848 от 02.11.2021г, письмо ТОО «РЦГИ «Казгеоинформ» №26-14-021-1391 от 22.11.2021г). По результатам этих работ были выполнены структурные построения по 6 отражающим горизонтам: III - подошва меловых отложений, кровля юры; V - подошва юрских отложений; Т2-I и Т2 - в толще среднем триаса; VI - кровля соленосных отложений кунгура; VI-1 - подошва соли - кровля подкарнизных терригенных отложений, VI-2 - кровля соли под карнизом.

В 2021 году составлено «Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь согласно Контракта №1580 от 18.11.2004 г» (протокол ЦКРР РК № 21/5 от 14.12.2021г). Проектом на 2022 год проектируется вместо бурения 6 оценочных скважин (78, 86, 87, 88 – на пермотриасовых отложениях и скважины 67, 71 – на юрских и триасовых отложениях), предусмотренных Проектом разведочных работ по оценке углеводородов на месторождении Кемерколь (ПР-2018г), пробурить 6 оценочных скважин, из которых 3 скважины независимые (78, R101, R102 – в отложениях перми) и 3 скважины – зависимые (R103, R104, R105 – в пермотриасовых отложениях).

С марта-июне 2022 года пробурены 2 оценочные скважины (R101, R102), из них в скважине R101 при опробовании интервала 1217-1219 м получен приток нефти с водой.

В настоящее время в промышленной разработке находятся залежи нефти среднетриасового отложения: на северо-западном крыле горизонт Т2-I пласт А (скв.4), горизонт Т2-I пласт В (скв.81, 82, 83, 84, 93), горизонт Т2-II (скв.77, 92) и на юго-западном крыле горизонт Т2-I пласт В (скв.20, 73, 75).

В 2022 г.ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Кемерколь по состоянию изученности на 01.07.2022 г», утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти по категориям С1 и С2 составили соответственно 2353/588 и 652/28,7 тыс.т, растворенного газа – 28,8/8,1 и 11,8/0,67 млн.м3 (Протокол ГКЗ РК №2457-22-У от 26.09.22г).

В 2023 году ТОО «Смарт Инжиниринг» выполнено «Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь по состоянию на 02.01.2023 г.». (ЦКРР РК № 42/9 от 24.08.2023г).

После Дополнение к проекту разработки на месторождении было пробурены три скважины R-105, R-106 и оц-107. В скважине R-105 проведено испытание в интервале 1086,7-1088,2 м, где получен нефть дебитом 3,6м3/сут. В скважине R-106 проведено испытание в интервале 1195,5-1196,3м, 1204,1-1204,6м, 1207,8-1208,4м. 1209,5-1210,3м, где получен расчетный дебит жидкости составляет 1,7м3/сут. Также проведены физико-химический анализ поверхностной пробы нефти в скважинах 4, 9, 20, 73, 75, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101, R104, R105, R106 физико-химический анализ пластовой воды в скважинах 4, 9, 9 БИС, 20, 73, 75, 77, 81, 82, 83, 84, 92, 93, R101, R102, R104, R105, R106 стандартные и специальные анализы керн в скважинах R105. Керновой материал, отобранный со скважин R106 и 107оц в объеме 15,49м и 53,4м соответственно, на данный момент находится на исследовании в лаборатории ТОО «Stratum CER».

В 2024 г разработан и защищен на ЦКРР РК «Анализ разработки...» выполненный по состоянию на 01.11.2024 г, в рамках которого утверждены показатели на 2024-2026 гг (протокол №57/16 от 21-22 ноября 2024 г).

В настоящей работе приведена характеристика геологического строения месторождения, представлены фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

пластовых флюидов в пластовых и поверхностных условиях, а также рассмотрено текущее состояние запасов нефти и растворённого газа.

Выполнен комплексный анализ текущего состояния разработки месторождения, дана оценка реализации ранее принятых проектных решений, проведено сопоставление проектных и фактических показателей разработки. На основании результатов анализа обоснованы исходные данные для выполнения технологических расчётов.

В рамках настоящего проектного документа обосновано выделение эксплуатационных объектов разработки и рассмотрены два варианта дальнейшего освоения месторождения. По результатам проведённой технико-экономической оценки к реализации рекомендован первый вариант, обеспечивающий наиболее эффективные технико-экономические показатели и рациональное вовлечение запасов в разработку. Также предложен комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности системы разработки месторождения.

Отдельное внимание уделено вопросам техники и технологии добычи нефти и газа. Сформированы рекомендации по выбору способов эксплуатации скважин, системе сбора и подготовки добываемой продукции, а также требования к бурению проектных скважин, вскрытию продуктивных пластов и освоению скважин. Разработаны мероприятия по контролю разработки месторождения и эксплуатации скважин, охране недр и обеспечению экологической безопасности при ведении нефтепромысловых работ.

1.5. Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая их мощность, габариты (площадь занимаемых земель, высота), другие физические и технические характеристики, влияющие на воздействия на окружающую среду; сведения о производственном процессе, в том числе об ожидаемой производительности предприятия, его потребности в энергии, природных ресурсах, сырье и материалах.

Месторождение Кемерколь имеет сложное геологическое строение, характеризующиеся мелкоблоковым строением, установлена нефтеносность триасовых отложений.

С учетом геолого - литологического строения, термобарической характеристики продуктивных горизонтов и физико-химической характеристики нефти, учитывая сложившееся состояние разработки в данной работе выделение эксплуатационных объектов на месторождении остается прежним и выглядит следующим образом:

- I объект – гор. T2-I пл.А (блок VI) Северо-западного крыла;
- II объект – горизонт T2-I пл.В (блок III, VI) Северо-западного крыла;
- III объект – горизонт T2-II (блок IV, VI) Северо-западного крыла;
- IV объект – горизонт T2-III (блок III) Северо-западного крыла;
- V объект – горизонт T2- V (блок I) Северо-западного крыла;
- VI объект – горизонт T2-I пл.В (блок I) Юго-западного крыла.

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Кемерколь», согласно МУ, рассмотрено два варианта дальнейшей разработки эксплуатационных объектов месторождения. Необходимость актуализации проектных решений обусловлена текущим состоянием разработки, результатами анализа разработки 2024 года, а также отсутствием проектных технологических показателей на перспективу.

При формировании вариантов разработки учитывались:

- текущее состояние эксплуатационного фонда;
- результаты ранее выполненных геолого-технических мероприятий;
- эффективность системы поддержания пластового давления;
- фактические показатели работы добывающих скважин;
- степень выработки запасов по отдельным блокам и объектам;
- техническая возможность проведения переводов, возвратов, бурения новых скважин и мероприятий по интенсификации добычи.

Расчетные варианты сформированы с учетом принципов рационального недропользования и направлены на обеспечение максимального вовлечения остаточных извлекаемых запасов в разработку при сохранении технологической и экономической эффективности эксплуатации месторождения.

В дополнении к проекту рассмотрены два варианта разработки:

1 вариант (базовый) рекомендуемый – предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,3 тыс. т.

2 вариант (альтернативный) – предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

Основные отличия вариантов разработки

По сравнению с базовым вариантом во 2 варианте предусматриваются:

- проведение ЗБГС на скважине R104 III объекта в 2028 году;
- проведение ЗБГС на скважине R102 IV объекта в 2029 году;
- проведение ЗБГС на скважине №76Б V объекта в 2029 году;
- исключение бурения скважины R108 на II объекте;
- исключение бурения скважины R110 на III объекте;
- исключение бурения скважины R114 на V объекте;

Общие положения вариантов разработки

Для обоих вариантов разработки приняты следующие общие положения.

Забойное давление в добывающих скважинах принято на уровне не ниже давления насыщения, аналогично решениям, принятым в предыдущем проектом документе.

Ожидаемые дебиты нефти новых скважин приняты по аналогии с соседними скважинами, обводненность на уровне 50 %.

В рамках дополнения к проекту предусматривается проведение опытно-промышленных испытаний технологии повышения нефтеотдачи путем термического воздействия на пласт в скважине №9БИС. В качестве технологий теплового воздействия рассматриваются применение электродного нагревателя;

Проведение опытно-промышленных испытаний направлено на снижение вязкости нефти в призабойной зоне пласта, улучшение фильтрационных характеристик и повышение продуктивности скважины.

С целью оценки технологической эффективности также предусматривается выполнение опытно-промышленных испытаний технологии РВП на скважине R104 с последующим анализом полученных результатов и определением целесообразности дальнейшего тиражирования данной технологии

Основными направлениями проектных решений являются:

- оптимизация существующего фонда скважин;
- вовлечение в разработку бездействующего фонда и скважин, находящихся в консервации;
- проведение переводов скважин между объектами и под систему ППД;
- бурение новых эксплуатационных скважин;
- проведение геолого-технических мероприятий, включая дострел, ОВП, ЗБГС и мероприятия по термическому воздействию.

Ввод новых скважин и проведение геолого-технических мероприятий предусматриваются поэтапно с учетом текущего состояния разработки отдельных блоков и степени выработки запасов.

Бурение новых скважин предусматривается преимущественно на участках с остаточными извлекаемыми запасами и недостаточной степенью дренирования. При этом местоположение и количество проектных точек бурения подлежат уточнению и, при необходимости, корректировке по результатам переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ, выполнения нового пересчета запасов, а также разработки и утверждения последующего проектного документа.

Вариант 1 (базовый)

Первый вариант разработки предусматривает продолжение проектных решений, принятых по результатам анализа разработки месторождения в 2024 года, с реализацией комплекса мероприятий, направленных на поддержание текущего уровня добычи и вовлечение остаточных запасов в разработку.

I объект (Т2-I, А блок VI)

Предусматривается:

- проведение дострела на скважине №4 в 2027 году;

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

• проведение ОВП на скважине №4, R105 в 2030 и 2033 годах (при этом дальнейшее проведение будет зависеть от эффективности и продолжительности ОВП).

II объект (T2-I, В блоки III, VI)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине №84 в 2027 и 2030 годах;
- перевод скважины R102 из IV объекта на II объект под ППД в 2027 году;
- бурение скважины R108 в 2028 году;
- бурение скважины R112 в 2029 году;
- бурение скважины R111 в 2030 году.

III объект (T2-II блок VI)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине R101 в 2028 году;
- бурение скважины R113 в 2029 году;
- бурение скважины R110 в 2030 году;
- перевод скважины №77 из III объекта под ППД на II объект в 2043 году.

IV объект (T2-III блок II)

Предусматривается:

- перевод скважины R102 на II объект в 2027 году;
- проведение термопрогрева на скважине №9БИС в 2027 году;
- бурение скважины R109 в 2028 году.

V объект (T2-V блок I)

Предусматривается:

- вывод из консервации скважины №76Б в 2027 году;
- бурение скважины R114 в 2031 году.

VI объект (T2-I, В блок I)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине №73 в 2027 году;
- перевод скважины №95 из добывающего фонда в систему ППД в 2028 году.

Также рекомендуется бурение оценочной скважины №115, в IV объекте (горизонт T2-III) юго западнее от скважины R-104 в период 2028-2029 года.

Таким образом, базовый вариант ориентирован на поддержание стабильной разработки месторождения за счет оптимизации действующего фонда, бурения новых скважин, проведения мероприятий по интенсификации добычи и расширения системы поддержания пластового давления.

Вариант 2

По большинству объектов мероприятия альтернативного варианта аналогичны базовому варианту. Отличия предусматриваются по следующим объектам.

II объект (T2-I, В блоки III, VI)

В отличие от базового варианта бурение скважины R108 в 2028 году не предусматривается.

III объект (T2-II блок VI)

Проведение ЗБГС на скважине R104 в 2028 году вместо бурения скважины R110 в 2030 году.

Применение ЗБГС на III объекте позволит увеличить охват пласта дренированием, вовлечь в разработку слабовыработанные зоны залежи и обеспечить дополнительный прирост добычи нефти.

IV объект (T2-III блок II)

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине R102 в 2029 году.

V объект (T2-V блок I)

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине №76Б в 2029 году.

В целом альтернативный вариант характеризуется более интенсивным вовлечением остаточных запасов в разработку и предусматривает применение технологий, направленных на увеличение коэффициента охвата залежей дренированием, повышение продуктивности скважин.

Таблица 1.5-1. ГТМ и бурение новых скважин по вариантам разработки

Год	Объект	Скважина	Мероприятие	1 вариант	2 вариант	ожидаемый дебит нефти, т/сут
2027	I (T2-1, А блок VI)	4	Дострел	✓	✓	4
2027	I (T2-1, А блок VI)	R106	ПВЛГ на 2 объект из бд	✓	✓	
2030	I (T2-1, А блок VI)	4	ОВП	✓	✓	4
2030	I (T2-1, А блок VI)	R105	ОВП	✓	✓	4
2033	I (T2-1, А блок VI)	4	ОВП	✓	✓	4
2033	I (T2-1, А блок VI)	R105	ОВП	✓	✓	4

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Год	Объект	Скважина	Мероприятие	1 вариант	2 вариант	ожидаемый дебит нефти, т/сут
2027	II (T2-I, В блок III, VI)	84	ОВП	✓	✓	4
2027	II (T2-I, В блок III, VI)	R106	ПВЛГ из I объекта на II объект	✓	✓	
2027	II (T2-I, В блок III, VI)	R102	ПВЛГ из IV объекта на II объект под ППД	✓	-	
2028	II (T2-I, В блок III, VI)	R108	Бурение	✓	—	10
2029	II (T2-I, В блок III, VI)	R112	Бурение	✓	✓	6
2030	II (T2-I, В блок III, VI)	84	ОВП	✓	✓	5
2043	II (T2-I, В блок III, VI)	77	ПВЛГ на 2 объект	✓	✓	5
2028	III (T2-II блок VI)	R104	ЗБГС (бд)	—	✓	10
2028	III (T2-II блок VI)	R101	ОВП	✓	✓	3
2029	III (T2-II блок VI)	R113	Бурение	✓	✓	7
2030	III (T2-II блок VI)	R111	Бурение	✓	✓	5
2030	III (T2-II блок VI)	R110	Бурение	✓	—	5
2043	III (T2-II блок VI)	77	Выбытие на II объект. (ПВЛГ из III объекта)	✓	✓	
2027	IV (T2-III блок III)	R102	Выбытие на II объект. (ПВЛГ из IV объекта)	✓	-	
2027	IV (T2-III блок III)	9БИС	Термопрогрев	✓	✓	3
2028	IV (T2-III блок III)	R109	Бурение	✓	✓	3
2029	IV (T2-III блок III)	R102	ЗБГС	—	✓	10
2027	V (T2-V блок I)	76Б	Вывод из консервации	✓	✓	4
2029	V (T2-V блок I)	76Б	ЗБГС	—	✓	6
2031	V (T2-V блок I)	R114	Бурение	✓	—	4
2027	VI (T2-I, В блок I)	73	ОВП	✓	✓	2
2028	VI (T2-I, В блок I)	95	Перевод из б/д в ППД	✓	✓	

1.5.1. Технологические показатели вариантов разработки

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Кемерколь.

Вариант 1 (Рекомендуемый). предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,6 тыс. т.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 47 лет (2026-2072 гг.);
- максимальная добыча нефти достигается в 2030 г. и составит 22.6 тыс.т;
- обводненность на конец рентабельного периода – 97.3 %;
- ввод скважин из бурения, 7 добывающих;
- темп бурения – 2 скв./год;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период составит 382.4 тыс.т, при этом коэффициент извлечения достигнет 0,250 д.ед.

Также рекомендуется бурение оценочной скважины №115, в IV объекте (горизонт T2-III) юго западнее от скважины R-104 в период 2028-2029 года.

Вариант 2 (альтернативный). предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Таблица 1.5.1-1. Месторождение Кемерколь. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости всего тыс.т	Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закатка рабочего агента		Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %					всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.т	накопл. тыс.т	годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	10	11	12	14	15
2026	11,6	2,0	3,1	217,1	36,9	0,092	72,1	800,7	800,7	83,9	60,5	0,0	0,5	4,7
2027	16,0	2,7	4,3	233,1	39,6	0,099	93,4	894,1	894,1	82,8	77,4	77,4	0,6	5,3
2028	19,1	3,2	5,4	252,2	42,9	0,107	111,8	1005,8	1005,8	82,9	92,7	170,0	0,6	5,9
2029	20,6	3,5	6,1	272,8	46,4	0,116	136,4	1142,2	1142,2	84,9	115,9	285,9	0,7	6,6
2030	22,6	3,8	7,2	295,4	50,2	0,126	147,9	1290,2	1290,2	84,7	125,3	411,2	0,7	7,3
2031	20,3	3,5	7,0	315,7	53,7	0,134	150,7	1440,8	1440,8	86,5	130,3	541,5	0,7	8,0
2032	18,4	3,1	6,7	334,1	56,8	0,142	152,4	1593,2	1593,2	88,0	134,0	675,5	0,7	8,7
2033	16,8	2,9	6,6	350,9	59,7	0,149	153,8	1747,0	1747,0	89,1	137,0	812,5	0,6	9,3
2034	15,3	2,6	6,4	366,2	62,3	0,156	154,9	1901,9	1901,9	90,2	139,7	952,2	0,6	10,0
2035	13,8	2,3	6,2	380,0	64,6	0,161	155,4	2057,3	2057,3	91,1	141,6	1093,7	0,6	10,6
2036	12,6	2,1	6,0	392,6	66,8	0,167	155,6	2212,9	2212,9	91,9	143,0	1236,7	0,6	11,1
2037	11,5	2,0	5,9	404,1	68,7	0,172	155,5	2368,4	2368,4	92,6	144,0	1380,7	0,6	11,7
2038	10,6	1,8	5,8	414,7	70,5	0,176	153,4	2521,8	2521,8	93,1	142,8	1523,5	0,5	12,2
2039	9,8	1,7	5,7	424,5	72,2	0,180	153,1	2674,9	2674,9	93,6	143,3	1666,8	0,5	12,7
2040	9,2	1,6	5,6	433,7	73,8	0,184	152,7	2827,6	2827,6	94,0	143,6	1810,3	0,5	13,2
2041	8,6	1,5	5,6	442,3	75,2	0,188	152,2	2979,9	2979,9	94,4	143,7	1954,0	0,5	13,7
2042	8,4	1,4	5,8	450,8	76,7	0,192	156,6	3136,5	3136,5	94,6	148,1	2102,1	0,5	14,2
2043	8,5	1,5	6,2	459,3	78,1	0,195	163,7	3300,2	3300,2	94,8	155,2	2257,3	0,5	14,7
2044	7,8	1,3	6,1	467,1	79,4	0,199	141,0	3441,2	3441,2	94,4	133,2	2390,5	0,5	15,2
2045	7,5	1,3	6,2	474,6	80,7	0,202	141,6	3582,8	3582,8	94,7	134,2	2524,7	0,5	15,7
2046	7,1	1,2	6,3	481,7	81,9	0,205	142,2	3725,0	3725,0	95,0	135,1	2659,7	0,5	16,1
2047	6,8	1,2	6,4	488,5	83,1	0,208	142,6	3867,6	3867,6	95,2	135,8	2795,6	0,5	16,6
2048	6,2	1,1	6,2	494,7	84,1	0,210	123,7	3991,3	3991,3	95,0	117,5	2913,0	0,4	17,0
2049	5,6	0,9	6,0	500,2	85,1	0,213	102,9	4094,2	4094,2	94,6	97,3	3010,4	0,4	17,5
2050	5,4	0,9	6,1	505,6	86,0	0,215	103,4	4197,6	4197,6	94,8	98,0	3108,4	0,4	17,9
2051	5,2	0,9	6,3	510,8	86,9	0,217	103,8	4301,5	4301,5	95,0	98,6	3207,1	0,4	18,3
2052	5,0	0,9	6,5	515,9	87,7	0,219	104,2	4405,7	4405,7	95,2	99,2	3306,3	0,4	18,6
2053	4,9	0,8	6,7	520,7	88,6	0,221	104,6	4510,2	4510,2	95,4	99,7	3405,9	0,4	19,0
2054	4,7	0,8	7,0	525,4	89,4	0,223	104,8	4615,1	4615,1	95,5	100,1	3506,1	0,4	19,4
2055	4,5	0,8	7,2	529,9	90,1	0,225	105,1	4720,1	4720,1	95,7	100,5	3606,6	0,3	19,7
2056	4,4	0,7	7,6	534,3	90,9	0,227	105,3	4825,4	4825,4	95,8	100,9	3707,5	0,3	20,0
2057	4,2	0,7	7,9	538,6	91,6	0,229	105,4	4930,9	4930,9	96,0	101,2	3808,7	0,3	20,4
2058	4,1	0,7	8,3	542,7	92,3	0,231	105,6	5036,4	5036,4	96,1	101,5	3910,2	0,3	20,7
2059	4,0	0,7	8,8	546,6	93,0	0,232	105,6	5142,1	5142,1	96,2	101,7	4011,8	0,3	21,0
2060	3,8	0,7	9,3	550,5	93,6	0,234	105,7	5247,7	5247,7	96,4	101,9	4113,7	0,3	21,3
2061	3,7	0,6	9,9	554,2	94,2	0,236	96,0	5343,7	5343,7	96,1	92,3	4206,0	0,3	21,5
2062	3,6	0,6	10,6	557,8	94,9	0,237	96,1	5439,8	5439,8	96,3	92,5	4298,5	0,3	21,8

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2063	3,5	0,6	11,5	561,2	95,4	0,239	96,2	5536,0	5536,0	96,4	92,7	4391,2	0,3	22,1
2064	3,4	0,6	12,5	564,6	96,0	0,240	96,3	5632,3	5632,3	96,5	92,9	4484,2	0,3	22,3
2065	3,3	0,6	13,9	567,8	96,6	0,241	96,3	5728,6	5728,6	96,6	93,1	4577,2	0,2	22,6
2066	3,1	0,5	15,6	571,0	97,1	0,243	96,3	5825,0	5825,0	96,7	93,2	4670,4	0,2	22,8
2067	3,0	0,5	17,9	574,0	97,6	0,244	96,3	5921,3	5921,3	96,8	93,3	4763,7	0,2	23,1
2068	2,9	0,5	21,1	577,0	98,1	0,245	96,3	6017,5	6017,5	96,9	93,3	4857,0	0,2	23,3
2069	2,9	0,5	25,9	579,8	98,6	0,246	96,2	6113,8	6113,8	97,0	93,4	4950,3	0,2	23,5
2070	2,8	0,5	33,9	582,6	99,1	0,248	96,1	6209,9	6209,9	97,1	93,4	5043,7	0,2	23,7
2071	2,7	0,5	49,6	585,3	99,5	0,249	96,0	6305,9	6305,9	97,2	93,3	5137,0	0,2	23,9
2072	2,6	0,4	95,4	587,9	100,0	0,250	95,9	6401,8	6401,8	97,3	93,3	5230,3	0,2	24,1

Таблица 1.5.1-2. есторожение Кемерколь. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы	Ввод скважин из бурения		из консервации, ед	из консервации	Фонд	Экспл.	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин		Фонд	Средне годовой дебит		Прием.
и периоды					скважин	бурение			на конец периода		нагн.скважин	на 1 скважину		1 нагн.
	с нач.разр.	с нач.разр.			всего	нагнет.	экспл.	действ	на конец пер.	нефти	жидкости	скважины		
	ед.	тыс.м			ед.	ед.	ед.	ед.	ед.	т/сут	т/сут	м3/сут		
1	2	3	4	5	5	6	6	7	7	8	8	9	9	10
2026	0	0	0		16	7	0		16	14		2,1	14,9	#ДЕЛ/0!
2027	0	0	3		16	7	0		18	17	1	2,6	15,8	223,1
2028	2	2	0		18	8	0		20	20	2	2,8	16,1	133,6
2029	2	2	0		20	9	0		22	22	2	2,7	17,9	167,1
2030	2	2	0		22	10	0		24	24	2	2,7	17,8	180,7
2031	1	1	0		23	10	0		25	25	2	2,3	17,4	187,9
2032	0	0	0		23	10	0		25	25	2	2,1	17,6	193,3
2033	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,9	17,7	197,5
2034	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,8	17,9	201,4
2035	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,6	17,9	204,1
2036	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,5	17,9	206,2
2037	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,3	17,9	207,6
2038	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,2	17,7	205,9
2039	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,1	17,7	206,6
2040	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,1	17,6	207,0
2041	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,0	17,6	207,2
2042	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,0	18,1	213,6
2043	0	0	0		23	10	0		25	25	2	1,0	18,9	223,7
2044	0	0	0		23	10	0		25	25	2	0,9	16,3	192,1
2045	0	0	0		23	10	0		25	25	2	0,9	16,3	193,5
2046	0	0	0		23	10	0		25	25	2	0,8	16,4	194,8
2047	0	0	0		23	10	2		23	23	2	0,9	17,9	195,9
2048	0	0	0		23	10	6		17	17	2	1,0	21,0	169,4

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2049	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,9	17,5	140,4
2050	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,9	17,5	141,3
2051	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,9	17,6	142,2
2052	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,9	17,7	143,0
2053	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,8	17,7	143,8
2054	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,8	17,8	144,4
2055	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,8	17,8	145,0
2056	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,7	17,9	145,5
2057	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,7	17,9	145,9
2058	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,7	17,9	146,3
2059	0	0	0		23	10	0		17	17	2	0,7	17,9	146,6
2060	0	0	0		23	10	2		15	15	2	0,7	20,3	146,9
2061	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,7	18,5	133,1
2062	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,7	18,5	133,4
2063	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,7	18,5	133,7
2064	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,6	18,5	134,0
2065	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,6	18,5	134,2
2066	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,6	18,5	134,4
2067	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,6	18,5	134,5
2068	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,6	18,5	134,6
2069	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,5	18,5	134,6
2070	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,5	18,5	134,6
2071	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,5	18,5	134,6
2072	0	0	0		23	10	0		15	15	2	0,5	18,4	134,5

Таблица 1.5.1-3. Объект I. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод- ненность %	Закачка рабочего агента		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа			
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	жидкости			годовая тыс.т	накопл. тыс.т		годовая тыс.т	накопл. тыс.т	годовая млн.м3	накопл. млн.м3
								мех.спос. тыс.т									
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	10	11	12	13	14	15		
2026	0,5	2,0	2,2	3,0	11,9	0,012	2,4	11,6	11,6	79,2			0	0,010	0,1		
2027	0,5	2,1	2,4	3,5	14,0	0,014	2,5	14,0	14,0	78,7			0	0,010	0,1		
2028	0,5	2,0	2,4	4,0	16,0	0,017	2,5	16,6	16,6	79,9			0	0,010	0,1		
2029	0,5	2,0	2,4	4,5	18,0	0,019	2,6	19,2	19,2	81,0			0	0,010	0,1		
2030	2,4	9,6	11,7	6,9	27,6	0,029	8,4	27,6	27,6	71,5			0	0,046	0,1		
2031	2,1	8,5	11,7	9,0	36,1	0,037	8,7	36,4	36,4	75,8			0	0,041	0,2		
2032	2,1	8,4	13,1	11,1	44,5	0,046	9,5	45,9	45,9	78,0			0	0,041	0,2		
2033	2,2	8,6	15,5	13,3	53,1	0,055	10,3	56,2	56,2	79,1			0	0,042	0,3		
2034	1,9	7,8	16,6	15,2	60,9	0,063	11,2	67,3	67,3	82,6			0	0,038	0,3		
2035	1,6	6,5	16,6	16,8	67,4	0,070	11,5	78,9	78,9	85,9			0	0,032	0,3		
2036	1,4	5,4	16,6	18,2	72,8	0,075	11,8	90,6	90,6	88,5			0	0,026	0,3		

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2037	1,1	4,5	16,7	19,3	77,3	0,080	12,0	102,6	102,6	90,5			0	0,022	0,4
2038	0,9	3,8	16,7	20,3	81,1	0,084	12,1	114,7	114,7	92,2			0	0,018	0,4
2039	0,8	3,2	16,8	21,1	84,3	0,087	12,2	126,9	126,9	93,5			0	0,015	0,4
2040	0,7	2,6	16,8	21,7	86,9	0,090	12,2	139,1	139,1	94,6			0	0,013	0,4
2041	0,6	2,2	16,9	22,3	89,1	0,092	12,2	151,2	151,2	95,5			0	0,011	0,4
2042	0,5	1,8	17,0	22,7	91,0	0,094	12,2	163,4	163,4	96,2			0	0,009	0,4
2043	0,4	1,5	17,1	23,1	92,5	0,096	12,1	175,5	175,5	96,8			0	0,007	0,4
2044	0,3	1,3	17,2	23,5	93,8	0,097	12,0	187,5	187,5	97,3			0	0,006	0,4
2045	0,3	1,1	17,4	23,7	94,9	0,098	11,9	199,5	199,5	97,7			0	0,005	0,5
2046	0,2	0,9	17,6	23,9	95,8	0,099	11,8	211,3	211,3	98,1			0	0,004	0,5
2047	0,2	0,8	17,8	24,1	96,5	0,100	11,7	223,0	223,0	98,4			0	0,004	0,5
2048	0,2	0,6	18,1	24,3	97,2	0,100	11,6	234,6	234,6	98,6			0	0,003	0,5
2049	0,1	0,5	18,5	24,4	97,7	0,101	11,5	246,1	246,1	98,9			0	0,003	0,5
2050	0,1	0,4	19,0	24,5	98,1	0,101	11,3	257,4	257,4	99,0			0	0,002	0,5
2051	0,1	0,4	19,6	24,6	98,5	0,102	11,2	268,6	268,6	99,2			0	0,002	0,5
2052	0,1	0,3	20,3	24,7	98,8	0,102	11,0	279,6	279,6	99,3			0	0,001	0,5
2053	0,1	0,3	21,3	24,8	99,1	0,102	10,9	290,5	290,5	99,4			0	0,001	0,5
2054	0,1	0,2	22,6	24,8	99,3	0,103	10,7	301,2	301,2	99,5			0	0,001	0,5
2055	0,04	0,2	24,4	24,9	99,4	0,103	10,6	311,8	311,8	99,6			0	0,001	0,5
2056	0,04	0,1	27,0	24,9	99,6	0,103	10,5	322,3	322,3	99,6			0	0,001	0,5
2057	0,03	0,1	30,8	24,9	99,7	0,103	10,3	332,6	332,6	99,7			0	0,001	0,5
2058	0,03	0,1	37,2	25,0	99,8	0,103	10,2	342,8	342,8	99,7			0	0,001	0,5
2059	0,02	0,1	49,6	25,0	99,9	0,103	10,0	352,8	352,8	99,8			0	0,000	0,5
2060	0,02	0,1	82,2	25,0	100,0	0,103	9,9	362,7	362,7	99,8			0	0,000	0,5

Таблица 1.5.1-4. Объект I. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин		Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	из консервации, ед.	с нач.разр. ед.		всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ. ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	3	1,4	0	0	3	2	0	0,8	3,8	0,0
2027	0	0	0	2	0,9	1	0	2	2	0	0,6	2,8	0,0
2028	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,6	2,9	0,0
2029	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,6	2,9	0,0
2030	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	2,7	9,4	0,0
2031	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	2,4	9,8	0,0
2032	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	2,3	10,7	0,0
2033	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	2,4	11,6	0,0
2034	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	2,2	12,5	0,0
2035	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	1,8	12,9	0,0
2036	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	1,5	13,2	0,0
2037	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	1,3	13,4	0,0

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2038	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	1,1	13,6	0,0
2039	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,9	13,6	0,0
2040	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,7	13,7	0,0
2041	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,6	13,7	0,0
2042	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,5	13,6	0,0
2043	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,4	13,6	0,0
2044	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,4	13,5	0,0
2045	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,3	13,4	0,0
2046	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,3	13,3	0,0
2047	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,2	13,1	0,0
2048	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,2	13,0	0,0
2049	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,9	0,0
2050	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,7	0,0
2051	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,5	0,0
2052	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,4	0,0
2053	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,2	0,0
2054	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,1	12,1	0,0
2055	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,9	0,0
2056	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,7	0,0
2057	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,6	0,0
2058	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,4	0,0
2059	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,2	0,0
2060	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2	0	0,0	11,1	0,0

Таблица 1.5.1-5. Объект II. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти общая	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод- ненность	Закачка рабочего агента		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				жидкости	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.т	накопл. тыс.т		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
	1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	10	11	12	13	14
2026	6,0	1,8	2,4	100,2	29,2	0,110	41,3	390,6	390,6	85,4	0,0	0,0	0	0,46	2,5
2027	7,4	2,2	3,0	107,6	31,4	0,118	48,7	439,3	439,3	84,9	0,0	0,0	0	0,56	3,1
2028	7,2	2,1	3,1	114,8	33,5	0,126	57,3	496,6	496,6	87,4	61,9	61,9	104	0,55	3,6
2029	8,4	2,4	3,7	123,1	35,9	0,135	70,1	566,8	566,8	88,0	77,4	139,3	106	0,64	4,2
2030	8,2	2,4	3,7	131,3	38,3	0,144	60,5	627,3	627,3	86,5	83,7	223,0	133	0,62	4,9
2031	7,9	2,3	3,7	139,2	40,6	0,152	61,9	689,2	689,2	87,2	87,1	310,1	135	0,61	5,5
2032	7,7	2,2	3,8	146,9	42,8	0,161	63,2	752,3	752,3	87,8	89,5	399,7	137	0,59	6,1
2033	7,5	2,2	3,8	154,4	45,0	0,169	64,4	816,7	816,7	88,3	91,5	491,2	137	0,57	6,6
2034	7,3	2,1	3,9	161,7	47,2	0,177	65,6	882,3	882,3	88,9	93,3	584,5	138	0,56	7,2
2035	7,1	2,1	3,9	168,8	49,2	0,185	66,7	949,0	949,0	89,4	94,6	679,1	137	0,54	7,7
2036	6,9	2,0	4,0	175,7	51,2	0,192	67,8	1016,8	1016,8	89,8	95,5	774,6	137	0,53	8,3
2037	6,7	2,0	4,0	182,5	53,2	0,200	68,8	1085,6	1085,6	90,2	96,2	870,8	136	0,51	8,8

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2038	6,5	1,9	4,1	189,0	55,1	0,207	69,8	1155,4	1155,4	90,6	95,4	966,2	133	0,50	9,3
2039	6,4	1,9	4,1	195,3	57,0	0,214	70,7	1226,1	1226,1	91,0	95,7	1061,9	132	0,49	9,8
2040	6,2	1,8	4,2	201,5	58,8	0,221	71,6	1297,7	1297,7	91,4	95,9	1157,8	131	0,47	10,2
2041	6,0	1,8	4,3	207,5	60,5	0,227	72,4	1370,1	1370,1	91,7	96,0	1253,8	129	0,46	10,7
2042	6,2	1,8	4,6	213,8	62,3	0,234	78,1	1448,2	1448,2	92,0	99,0	1352,8	124	0,48	11,2
2043	6,6	1,9	5,1	220,4	64,3	0,241	86,6	1534,8	1534,8	92,4	103,7	1456,4	117	0,51	11,7
2044	6,4	1,9	5,2	226,8	66,1	0,248	87,6	1622,4	1622,4	92,7	89,0	1545,4	99	0,49	12,2
2045	6,2	1,8	5,3	233,0	67,9	0,255	88,5	1710,9	1710,9	93,0	89,7	1635,1	99	0,47	12,6
2046	6,0	1,8	5,5	239,0	69,7	0,262	89,3	1800,2	1800,2	93,3	90,2	1725,3	99	0,46	13,1
2047	5,8	1,7	5,6	244,8	71,4	0,268	90,1	1890,2	1890,2	93,5	90,7	1816,1	99	0,44	13,5
2048	5,6	1,6	5,7	250,5	73,0	0,274	90,8	1981,0	1981,0	93,8	78,5	1894,6	85	0,43	14,0
2049	5,5	1,6	5,9	255,9	74,6	0,280	91,5	2072,5	2072,5	94,0	97,3	1991,9	104	0,42	14,4
2050	5,3	1,5	6,1	261,2	76,2	0,286	92,1	2164,6	2164,6	94,3	98,0	2089,9	105	0,40	14,8
2051	5,1	1,5	6,3	266,3	77,6	0,292	92,7	2257,3	2257,3	94,5	98,6	2188,6	105	0,39	15,2
2052	5,0	1,4	6,5	271,3	79,1	0,297	93,2	2350,5	2350,5	94,7	99,2	2287,8	105	0,38	15,6
2053	4,8	1,4	6,7	276,1	80,5	0,302	93,7	2444,1	2444,1	94,9	99,7	2387,5	105	0,37	15,9
2054	4,6	1,4	6,9	280,7	81,8	0,307	94,1	2538,2	2538,2	95,1	100,1	2487,6	105	0,35	16,3
2055	4,5	1,3	7,2	285,2	83,1	0,312	94,5	2632,7	2632,7	95,2	100,5	2588,1	105	0,34	16,6
2056	4,3	1,3	7,5	289,6	84,4	0,317	94,8	2727,5	2727,5	95,4	100,9	2689,0	105	0,33	17,0
2057	4,2	1,2	7,9	293,8	85,6	0,322	95,1	2822,6	2822,6	95,6	101,2	2790,2	105	0,32	17,3
2058	4,1	1,2	8,3	297,8	86,8	0,326	95,4	2918,0	2918,0	95,7	101,5	2891,7	105	0,31	17,6
2059	3,9	1,2	8,7	301,8	88,0	0,331	95,6	3013,6	3013,6	95,9	101,7	2993,3	105	0,30	17,9
2060	3,8	1,1	9,3	305,6	89,1	0,335	95,8	3109,4	3109,4	96,0	101,9	3095,2	105	0,29	18,2
2061	3,7	1,1	9,9	309,3	90,2	0,339	96,0	3205,4	3205,4	96,1	92,3	3187,5	95	0,28	18,5
2062	3,6	1,0	10,6	312,9	91,2	0,343	96,1	3301,5	3301,5	96,3	92,5	3280,0	95	0,27	18,7
2063	3,5	1,0	11,5	316,4	92,2	0,347	96,2	3397,7	3397,7	96,4	92,7	3372,8	95	0,27	19,0
2064	3,4	1,0	12,6	319,7	93,2	0,350	96,3	3494,0	3494,0	96,5	92,9	3465,7	95	0,26	19,3
2065	3,3	0,9	14,0	323,0	94,2	0,354	96,3	3590,3	3590,3	96,6	93,1	3558,7	96	0,25	19,5
2066	3,1	0,9	15,7	326,1	95,1	0,357	96,3	3686,7	3686,7	96,7	93,2	3651,9	96	0,24	19,8
2067	3,0	0,9	18,0	329,2	96,0	0,361	96,3	3783,0	3783,0	96,8	93,3	3745,2	96	0,23	20,0
2068	2,9	0,9	21,3	332,1	96,8	0,364	96,3	3879,2	3879,2	96,9	93,3	3838,5	96	0,23	20,2
2069	2,9	0,8	26,2	335,0	97,7	0,367	96,2	3975,5	3975,5	97,0	93,4	3931,9	96	0,22	20,4
2070	2,8	0,8	34,4	337,7	98,5	0,370	96,1	4071,6	4071,6	97,1	93,4	4025,2	96	0,21	20,6
2071	2,7	0,8	50,8	340,4	99,2	0,373	96,0	4167,6	4167,6	97,2	93,3	4118,5	96	0,20	20,9
2072	2,6	0,8	100,0	343,0	100,0	0,376	95,9	4263,5	4263,5	97,3	93,3	4211,8	96	0,20	21,0

Таблица 1.5.1-6. Объект II. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин с нач.разр.		Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	ПВЛГ, ед	с нач.разр. ед.		всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	5	2,3	0	0	5	5	0	3,3	22,8	0,0

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2027			2	5	2,3	0	0	6	6	1	3,5	23,4	0,0
2028	1	1	0	6	2,7	0	0	7	7	1	3,1	24,4	300,3
2029	1	1	0	7	3,2	0	0	8	8	1	3,1	25,9	375,6
2030	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,8	20,9	406,2
2031	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,7	21,4	422,4
2032	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,7	21,8	434,4
2033	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,6	22,3	444,0
2034	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,5	22,7	452,7
2035	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,5	23,1	458,9
2036	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,4	23,4	463,4
2037	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,3	23,8	466,7
2038	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,3	24,1	462,8
2039	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,2	24,5	464,4
2040	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,1	24,8	465,3
2041	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,1	25,1	465,7
2042	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	1	2,2	27,0	480,2
2043			1	7	3,2	0	0	8	8	2	2,3	30,0	330,7
2044	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	2,2	30,3	215,9
2045	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	2,1	30,6	217,5
2046	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	2,1	30,9	218,9
2047	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	2,0	31,2	220,1
2048	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,9	31,4	190,4
2049	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,9	31,6	236,1
2050	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,8	31,9	237,8
2051	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,8	32,1	239,3
2052	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,7	32,2	240,6
2053	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,7	32,4	241,8
2054	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,6	32,5	242,9
2055	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,6	32,7	243,9
2056	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,5	32,8	244,7
2057	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,5	32,9	245,5
2058	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,4	33,0	246,1
2059	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,4	33,1	246,6
2060	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,3	33,1	247,1
2061	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,3	33,2	223,9
2062	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,2	33,2	224,5
2063	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,2	33,3	225,0
2064	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,2	33,3	225,4
2065	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,1	33,3	225,8
2066	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,1	33,3	226,0
2067	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,1	33,3	226,2
2068	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,0	33,3	226,4
2069	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,0	33,3	226,4

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2070	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	1,0	33,2	226,5
2071	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	0,9	33,2	226,4
2072	0	0	0	7	3,2	0	0	8	8	2	0,9	33,2	226,3

Таблица 1.5.1-7. Объект III. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости всего тыс.т	Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закатка рабочего агента		Компенс. отбора закаткой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %					всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.т	накопл. тыс.т		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
		3	4				8	10	12		11	12		14	15
2026	3,6	3,4	8,4	67,9	63,5	0,313	17,1	151,2	151,2	79,0			0	0,034	2,4
2027	3,5	3,3	9,1	71,5	66,8	0,329	16,8	168,1	168,1	79,0			0	0,034	2,4
2028	3,1	2,9	8,8	74,6	69,7	0,344	16,3	184,3	184,3	80,7			0	0,030	2,5
2029	4,6	4,3	14,2	79,2	74,0	0,365	26,6	211,0	211,0	82,7			0	0,044	2,5
2030	5,9	5,5	21,4	85,1	79,6	0,392	40,7	251,7	251,7	85,4			0	0,057	2,6
2031	4,7	4,4	21,6	89,9	84,0	0,414	39,7	291,4	291,4	88,1			0	0,045	2,6
2032	3,8	3,5	21,9	93,6	87,5	0,431	38,5	329,9	329,9	90,3			0	0,036	2,6
2033	3,0	2,8	22,3	96,6	90,3	0,445	37,2	367,1	367,1	92,0			0	0,029	2,7
2034	2,4	2,2	22,8	99,0	92,5	0,456	35,8	402,8	402,8	93,4			0	0,023	2,7
2035	1,9	1,8	23,5	100,8	94,3	0,465	34,3	437,2	437,2	94,5			0	0,018	2,7
2036	1,5	1,4	24,4	102,3	95,7	0,472	32,9	470,1	470,1	95,4			0	0,014	2,7
2037	1,2	1,1	25,6	103,5	96,8	0,477	31,4	501,5	501,5	96,2			0	0,011	2,7
2038	0,9	0,9	27,4	104,5	97,7	0,481	30,0	531,5	531,5	96,8			0	0,009	2,7
2039	0,8	0,7	30,0	105,2	98,4	0,485	28,6	560,2	560,2	97,4			0	0,007	2,7
2040	0,6	0,6	34,1	105,8	98,9	0,488	27,2	587,4	587,4	97,8			0	0,006	2,8
2041	0,5	0,4	41,2	106,3	99,4	0,490	25,9	613,3	613,3	98,2			0	0,005	2,8
2042	0,4	0,4	55,7	106,7	99,7	0,492	24,6	638,0	638,0	98,5			0	0,004	2,8
2043	0,3	0,3	100,1	107,0	100,0	0,493	23,4	661,4	661,4	98,7			0	0,003	2,8

Таблица 1.5.1-8. Объект III. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин с нач.разр.		Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	ПВЛГ, ед	с нач.разр. ед.		всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ. ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	4	1,8	0	0	4	3		3,3	15,8	0,0
2027	0	0	0	4	1,8	0	0	4	3		3,3	15,5	0,0
2028	0	0	0	4	1,8	0	0	4	4		2,9	15,0	0,0
2029	1	1	0	5	2,3	0	0	5	5		3,6	21,0	0,0
2030	2	2	0	7	3,2	0	0	7	7		3,3	22,5	0,0
2031	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		2,2	18,3	0,0
2032	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		1,7	17,8	0,0
2033	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		1,4	17,1	0,0

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2034	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		1,1	16,5	0,0
2035	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,9	15,8	0,0
2036	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,7	15,2	0,0
2037	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,5	14,5	0,0
2038	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,4	13,8	0,0
2039	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,3	13,2	0,0
2040	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,3	12,6	0,0
2041	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,2	12,0	0,0
2042	0	0	0	7	3,2	0	0	7	7		0,2	11,4	0,0
2043	0	0	0	6	2,7	1	0	6	6		0,1	10,8	0,0

Таблица 1.5.1-9 Объект IV. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлек. запасов %	Коэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча	Накопленная добыча		Обвод- ненность %	Закачка рабочего агента		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа		
		начальн. %	текущих %				жидкости	жидкости	всего тыс.т		мех.спос. тыс.т	годовая тыс.т		накопл. тыс.т	годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	10	11	12	13	14	15	
2026	0,0	0,0	0,0	0,8	2,2	0,001	0,0	10,7	10,7	#ДЕЛ/0!			#ДЕЛ/0!	0,0	0,0	
2027	1,0	2,8	2,8	1,8	5,0	0,003	2,0	12,7	12,7	51,8			0	0,0	0,0	
2028	4,5	12,8	13,4	6,2	17,8	0,011	10,9	23,6	23,6	59,1			0	0,0	0,0	
2029	3,9	11,2	13,6	10,1	28,9	0,017	12,3	35,9	35,9	68,2			0	0,0	0,0	
2030	3,4	9,8	13,8	13,5	38,7	0,023	13,5	49,4	49,4	74,6			0	0,0	0,0	
2031	3,0	8,5	13,9	16,5	47,3	0,028	14,5	63,8	63,8	79,3			0	0,0	0,0	
2032	2,6	7,5	14,2	19,2	54,7	0,032	15,3	79,2	79,2	82,9			0	0,0	0,0	
2033	2,3	6,5	14,5	21,4	61,3	0,036	16,1	95,3	95,3	85,8			0	0,0	0,0	
2034	2,0	5,7	14,8	23,5	67,0	0,040	16,7	112,0	112,0	88,0			0	0,0	0,0	
2035	1,8	5,0	15,2	25,2	72,0	0,043	17,2	129,2	129,2	89,8			0	0,0	0,0	
2036	1,5	4,4	15,7	26,7	76,4	0,045	17,7	146,9	146,9	91,3			0	0,0	0,0	
2037	1,3	3,8	16,2	28,1	80,2	0,048	18,1	164,9	164,9	92,6			0	0,0	0,0	
2038	1,2	3,4	17,0	29,3	83,6	0,050	18,4	183,3	183,3	93,6			0	0,0	0,0	
2039	1,0	2,9	17,9	30,3	86,5	0,051	18,6	201,9	201,9	94,5			0	0,0	0,0	
2040	0,9	2,6	19,1	31,2	89,1	0,053	18,8	220,8	220,8	95,2			0	0,0	0,0	
2041	0,8	2,2	20,6	32,0	91,3	0,054	19,0	239,7	239,7	95,9			0	0,0	0,0	
2042	0,7	2,0	22,7	32,7	93,3	0,055	19,1	258,9	258,9	96,4			0	0,0	0,0	
2043	0,6	1,7	25,7	33,3	95,0	0,056	19,2	278,1	278,1	96,9			0	0,0	0,0	
2044	0,5	1,5	30,2	33,8	96,5	0,057	19,3	297,3	297,3	97,3			0	0,0	0,0	
2045	0,5	1,3	37,9	34,2	97,8	0,058	19,3	316,6	316,6	97,6			0	0,0	0,0	
2046	0,4	1,2	53,3	34,6	99,0	0,059	19,3	336,0	336,0	97,9			0	0,0	0,0	
2047	0,4	1,0	100,0	35,0	100,0	0,059	19,3	355,3	355,3	98,2			0	0,0	0,0	

Таблица 1.5.1-10. Объект IV. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы	Ввод скважин из	из	Фонд	Экспл.	Выбытие скважин	Фонд добывающих скважин	Фонд	Средне годовой дебит	Прием.
------	-----------------	----	------	--------	-----------------	-------------------------	------	----------------------	--------

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

и пери- оды	бурения		консервации, ед	скважин с нач.разр. ед.	бурение с нач.разр. тыс.м			на конец периода		нагн.скважин на конец пер. ед.	на 1 скважину		1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.				всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	1	0,5	0	0	1	1		0,0	0,0	0,0
2027	0	0	0	1	0,5	0	0	1	1		2,7	5,7	0,0
2028	1	1	0	2	0,9	0	0	2	2		8,3	20,4	0,0
2029	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		5,5	17,4	0,0
2030	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		4,8	19,0	0,0
2031	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		4,2	20,4	0,0
2032	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		3,7	21,7	0,0
2033	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		3,2	22,7	0,0
2034	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		2,8	23,6	0,0
2035	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		2,5	24,3	0,0
2036	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		2,2	25,0	0,0
2037	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,9	25,5	0,0
2038	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,7	25,9	0,0
2039	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,5	26,3	0,0
2040	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,3	26,6	0,0
2041	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,1	26,8	0,0
2042	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		1,0	27,0	0,0
2043	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		0,8	27,1	0,0
2044	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		0,7	27,2	0,0
2045	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		0,7	27,3	0,0
2046	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		0,6	27,3	0,0
2047	0	0	0	2	0,9	0	0	2	2		0,5	27,3	0,0

Таблица 1.5.1-11 Объект V. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Кэфф. нефте- извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости		Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка рабочего агента		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т	годовая тыс.т		накопл. тыс.т	годовая млн.м3		накопл. млн.м3	
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	10	11	12	13	14	15	
2026	0,0	0,0	0,0	0,1	1,6	0,004	0,0	0,1	0,1					0,0	0,0	
2027	0,7	14,6	14,9	0,8	16,2	0,037	1,0	1,1	1,1	29,2			0	0,0	0,0	
2028	1,2	23,3	27,8	2,0	39,5	0,090	2,0	3,2	3,2	43,3			0	0,0	0,0	
2029	0,8	16,0	26,4	2,8	55,5	0,126	1,9	5,1	5,1	57,7			0	0,0	0,0	
2030	0,6	11,2	25,1	3,3	66,7	0,151	1,7	6,8	6,8	67,6			0	0,0	0,0	
2031	0,6	12,4	37,3	4,0	79,1	0,180	2,6	9,4	9,4	76,4			0	0,0	0,0	
2032	0,4	8,0	38,4	4,4	87,1	0,198	2,5	12,0	12,0	84,2			0	0,0	0,0	
2033	0,3	5,2	40,1	4,6	92,3	0,209	2,4	14,4	14,4	89,4			0	0,0	0,0	
2034	0,2	3,3	43,0	4,8	95,6	0,217	2,3	16,7	16,7	92,8			0	0,0	0,0	
2035	0,1	2,1	48,6	4,9	97,7	0,222	2,2	18,9	18,9	95,2			0	0,0	0,0	

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2036	0,1	1,4	60,8	4,9	99,1	0,225	2,1	21,0	21,0	96,7		0	0,0	0,0
2037	0,04	0,9	100,0	5,0	100,0	0,227	2,0	23,0	23,0	97,8		0	0,0	0,0

Таблица 1.5.1-12 Объект V. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин из консервации, с нач.разр.		Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	ед	ед.		всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	0	0,0	0	0	0	0				
2027			1	0	0,0	0	0	1	1		2,7	3,8	
2028	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1		3,5	6,2	
2029	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1		2,4	5,7	
2030	0	0	0	0	0,0	0	0	1	1		1,7	5,2	
2031	1	1	0	1	0,5	0	0	2	2		1,2	5,1	
2032	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,6	3,8	
2033	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,4	3,7	
2034	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,3	3,5	
2035	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,2	3,3	
2036	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,1	3,2	
2037	0	0	0	1	0,5	0	0	2	2		0,1	3,0	

Таблица 1.5.1-13 Объект VI. Основные проектные технологические показатели разработки по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и периоды	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коэфф. нефте-извлечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости	Накопленная добыча жидкости		Обвод-ненность %	Закачка рабочего агента		Компенс. отбора закачкой %	Добыча нефтяного газа	
		начальн. %	текущих %				всего тыс.т	всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.т	накопл. тыс.т		годовая млн.м3	накопл. млн.м3
1	2	3	4	5	6	7	8	10	12	10	11	12	13	14	15
2026	1,5	2,1	5,1	45,2	61,8	0,122	11,3	236,5	236,5	86,8	60,5	60,5	516	0,006	0,2
2027	2,9	3,9	10,3	48,0	65,8	0,130	22,3	258,8	258,8	87,1	77,4	137,9	335	0,011	0,2
2028	2,6	3,6	10,4	50,7	69,3	0,137	22,6	281,4	281,4	88,5	30,8	168,6	132	0,010	0,3
2029	2,4	3,2	10,6	53,0	72,6	0,144	22,9	304,3	304,3	89,6	38,5	207,1	163	0,009	0,3
2030	2,2	3,0	10,8	55,2	75,5	0,150	23,1	327,4	327,4	90,7	41,6	248,7	176	0,008	0,3
2031	2,0	2,7	11,0	57,1	78,2	0,155	23,2	350,7	350,7	91,6	43,3	291,9	182	0,007	0,3
2032	1,8	2,4	11,2	58,9	80,7	0,160	23,3	374,0	374,0	92,4	44,5	336,4	187	0,007	0,3
2033	1,6	2,2	11,5	60,6	82,9	0,164	23,4	397,4	397,4	93,1	45,5	381,9	191	0,006	0,3
2034	1,5	2,0	11,8	62,0	84,9	0,168	23,4	420,8	420,8	93,7	46,4	428,2	195	0,005	0,3
2035	1,3	1,8	12,2	63,4	86,7	0,172	23,4	444,2	444,2	94,3	47,0	475,2	198	0,005	0,3
2036	1,2	1,7	12,6	64,6	88,4	0,175	23,3	467,5	467,5	94,8	47,5	522,7	201	0,005	0,3
2037	1,1	1,5	13,1	65,7	89,9	0,178	23,3	490,7	490,7	95,2	47,8	570,5	203	0,004	0,3
2038	1,0	1,4	13,7	66,7	91,3	0,181	23,1	513,9	513,9	95,6	47,4	617,8	202	0,004	0,3
2039	0,9	1,3	14,4	67,6	92,6	0,183	23,0	536,9	536,9	96,0	47,6	665,4	204	0,003	0,3
2040	0,8	1,1	15,3	68,5	93,7	0,186	22,9	559,8	559,8	96,4	47,6	713,0	206	0,003	0,3

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2041	0,8	1,0	16,4	69,2	94,7	0,188	22,7	582,5	582,5	96,7	47,7	760,7	208	0,003	0,3
2042	0,7	0,9	17,9	69,9	95,7	0,189	22,5	605,0	605,0	96,9	49,2	809,9	216	0,003	0,3
2043	0,6	0,9	19,8	70,5	96,5	0,191	22,4	627,4	627,4	97,2	51,5	861,4	229	0,002	0,3
2044	0,6	0,8	22,5	71,1	97,3	0,193	22,2	649,6	649,6	97,4	44,2	905,6	198	0,002	0,3
2045	0,5	0,7	26,4	71,6	98,0	0,194	21,9	671,5	671,5	97,6	44,5	950,1	202	0,002	0,3
2046	0,5	0,6	32,5	72,1	98,7	0,195	21,7	693,2	693,2	97,8	44,8	994,9	205	0,002	0,3
2047	0,4	0,6	43,9	72,5	99,3	0,197	21,5	714,7	714,7	98,0	45,1	1040,0	209	0,002	0,3
2048	0,4	0,5	71,0	72,9	99,8	0,198	21,3	736,0	736,0	98,2	39,0	1079,0	182	0,001	0,3

Таблица 1.5.1-14 Объект VI. Характеристика основного фонда скважин по рекомендуемому варианту разработки 1

Годы и пери- оды	Ввод скважин из бурения		Фонд скважин		Экспл. бурение с нач.разр. тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн.скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	из консервации, ед.	с нач.разр. ед.		всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ. ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
2026	0	0	0	3	1,4	0	0	3	3		1,4	10,9	0,0
2027	0	0	0	3	1,4	0	0	3	3		2,8	21,4	210,5
2028	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	2,5	21,8	74,6
2029	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	2,3	22,0	93,3
2030	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	2,1	22,2	100,9
2031	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,9	22,3	104,9
2032	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,7	22,4	107,9
2033	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,6	22,5	110,3
2034	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,4	22,5	112,5
2035	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,3	22,5	114,0
2036	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,2	22,4	115,1
2037	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,1	22,4	115,9
2038	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	1,0	22,3	115,0
2039	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,9	22,1	115,4
2040	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,8	22,0	115,6
2041	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,7	21,8	115,7
2042	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,7	21,7	119,3
2043	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,6	21,5	124,9
2044	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,5	21,3	107,2
2045	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,5	21,1	108,0
2046	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,5	20,9	108,7
2047	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,4	20,7	109,4
2048	0	0	0	4	1,8	0	0	3	3	1	0,4	20,4	94,6

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

1.5.2. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Сравнение технико-экономических показателей по разработке месторождения Кемерколь производится по рентабельному периоду.

Вариант 1. Рентабельный периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляет 46 лет.

Предусмотрено бурение 7 скважин.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 382,4 тыс.тонн, коэффициент извлечения нефти 0,250.

Анализ показал, что по данному варианту все основные показатели: , суммарная чистая прибыль, доход Государства. дисконтированный поток денежной наличности при ставке 10%, имеют максимальные значения,

Вариант 2. Рентабельный периоды разработки при принятых основных условиях и допущениях составляет 42 года.

Предусмотрено бурение 4 скважин.

Накопленная добыча нефти на конец прибыльного периода составляет 345,3 тыс.тонн, коэффициент извлечения нефти 0,234.

На основании проведенного анализа технико-экономических показателей вариантов разработки к внедрению рекомендуется 1 Вариант.

Сравнение основных технико-экономических показателей разработки месторождения приведено в таблице 1.5.2-1.

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	Период расчета, годы	2026-2072	2026-2072	2026-2068	2026-2067
2	Ввод добывающих скважин из бурения, шт	7	7	4	4
3	Ввод добывающих скважин из консервации , шт	3	3	3	3
4	Перевод скважин под нагнетание , шт	3	3	3	3
5	Фонд добывающих скважин, шт	25	25	23	23
6	Фонд нагнетательных скважин, шт	4	4	4	4
7	Суммарная добыча нефти, тыс.т	382,4	382,4	382,3	378,5
8	Суммарная добыча жидкости, тыс.т	5673,1	4096,8	4543,8	4470,2
9	Суммарная закачка воды, тыс.м3	5291,2	3768,2	4161,7	4091,9
10	Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс.т	573,07	573,07	573,0	569,2
11	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	0,25	0,25	0,250	0,248
12	Реализация нефти, тыс.т	367,1	367,1	367,0	363,4
13	Доход от реализации товарной нефти, млрд.тенге	395,9	395,9	351,91	328,15
14	Эксплуатационные затраты, млрд.тенге	344,2	344,2	295,58	271,66
15	Общие затраты, млрд.тенге	344,2	344,2	295,58	271,66
16	Производственная себестоимость 1 т. нефти, тыс.тенге/т	758,9	758,9	637,17	592,18
17	Капитальные вложения , млрд.тенге	5,7	5,7	4,96	4,96
18	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млрд.тенге	37,9	37,9	35,30	33,56
19	Налогооблагаемая прибыль, млрд.тенге	59,1	59,1	63,08	63,16
20	Корпоративный подоходный налог, млрд.тенге	11,8	11,8	12,63	12,63
21	Налог на сверхприбыль, млрд.тенге	1,8	1,8	2,04	2,04
22	Накопленная чистая прибыль, млрд.тенге	38,1	38,1	41,66	41,81

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

23	Поток денежной наличности, млрд.тенге	39,7	39,7	43,44	43,52
24	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10%, млрд.тенге	7,2	7,2	7,69	7,69

1.5.3. Обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования. Характеристика показателей эксплуатации скважин

Характеристика показателей эксплуатации скважин

Эксплуатация УШГН. УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и средне дебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{ж} \leq 80 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 2300 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), не дефицитность и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. К.п.д. установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса $0,8 \div 1,0$. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{пр} > 0,35 \div 0,7 \text{ МПа}$. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %. Недостатком установки является утечки через сальник.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравнивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравниванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п. Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошпы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

Эксплуатация УШВН. Преимуществом УШВН с верхним приводом по сравнению с УШГН являются: простота конструкции и малая масса привода; отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки; простота транспортировки, монтажа и обслуживания; возможность откачки жидкостей высокой вязкости ($\mu > 200 \text{ МПа} \cdot \text{с}$), с повышенным содержанием газа (до 50 % свободного газа на приеме насоса) и механических примесей (до 400 мг/л); уравнишенность привода; постоянство нагрузок, действующих на штанги; равномерность потока жидкости; снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя; минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость; отсутствие клапанов в скважинном насосе.

ВШНУ рекомендуется применять для откачки жидкости дебитом $3 \div 100 \text{ м}^3/\text{сутки}$ с напором до 1500 м. Регулирование подачи насоса ограничено изменением числа оборотов ротора. К.п.д. установки составляет 50-70 % при давлении на приеме насоса $p_{пр} < 0,7 \text{ МПа}$. Эксплуатационные затраты ВШНУ зависят от долговечности эластомера статора.

Недостатком ВШНУ является заклинивание ротора при повреждении эластомера.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Основные проблемы при добыче и эксплуатации скважин на месторождении будут связаны с физико-химическими свойствами добываемой нефти. Наличие в нефти парафина в дальнейшем может создать проблему, связанную с асфальтосмолопарафино-выми отложениями (АСПО) в ПЗП, в наземном и подземном нефтепромысловом оборудовании.

Понижение давления и температуры нефти при движении по стволу скважины приводит к изменению ее фазовых состояний, уменьшает растворимость по отношению к парафину и, следовательно, к выпадению парафина на скважинном и устьевом оборудовании скважин.

Основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются следующие факторы:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- интенсивное газовыделение;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов.

Анализ добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, колонны НКТ в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

на внутренней поверхности НКТ. В выкидных линиях парафинообразование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

С ростом скорости движения газонефтяной смеси интенсивность отложений АСПО вначале возрастает, что объясняют увеличением турбулизации потока и, следовательно, увеличением частоты образования и отрыва пузырьков от поверхности НКТ. Дальнейший рост скорости ведет к уменьшению интенсивности отложений: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины.

Из практического опыта известно, что для низкодебитных скважин наиболее эффективны химические методы борьбы с АСПО, для среднедебитных - механические и тепловые, высокообводненных – защитные покрытия.

К основным способам борьбы с отложениями парафина относится использование НКТ с гладкими защитными поверхностями.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений на НКТ. Для очистки НКТ от АСПО в скважинах рекомендуется применение скребков, которые по конструкции и принципу действия подразделяются на следующие виды:

- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями (для искривленных скважин);
- полимерные скребки-центраторы.

Для предотвращения и удаления отложений АСПО из ствола скважин и восстановления их продуктивности применяются следующие методы: тепловые, физические, химические и механические.

Среди тепловых методов, применяемых в скважинах, эксплуатируемых ШГН, в настоящее время преобладают: промывка скважин горячей нефтью; пропарка оборудования острым паром; использование электрических нагревателей.

Физические методы основываются на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Наиболее перспективными из физических методов являются воздействие переменных электромагнитных полей на парафинистую нефть, а также устройства на основе постоянных магнитов, предотвращающие образование АСПО и не требующие ни химических реагентов, ни электроэнергии.

В основе действия реагентов-ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и твердой поверхностью. По этому признаку ингибиторы подразделяются на смачивающие агенты, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

Обводнение изменяет физические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию.

Обводнение ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть-вода-смолопарафиновые компоненты. Это в свою очередь повышает вязкость жидкости, способствует образованию жестких структур и их прилипанию к поверхности труб.

Применение ингибиторов парафиноотложений в обводненных скважинах должно учитывать количество и состав попутной воды, значение водородного потенциала и солевого баланса.

Эффект, полученный от применения ингибитора в безводных или малообводненных скважинах, может оказаться нулевым при его применении в высокообводненных скважинах. На этом должен базироваться квалифицированный выбор реагентов.

Для защиты от коррозии оборудования и трубопроводов внутрипромыслового сбора и подготовки продукции скважин предлагается использовать водорастворимые ингибиторы коррозии. Учитывая физико-химические свойства пластовой жидкости, лабораторным путем необходимо подобрать ингибитор коррозии.

Наружная коррозия обсадных колонн, вызванная воздействием агрессивных минерализованных пластовых вод, может быть предотвращена путем полного подъема цементного раствора в заколонном пространстве скважин.

Для защиты НКТ и внутренней поверхности обсадных колонн необходимо предусмотреть ингибиторную защиту, как наиболее эффективную в условиях добычи нефти. Подачу ингибиторов осуществлять периодической подачей в кольцевое пространство между обсадной колонной и НКТ.

Для защиты от коррозии скважинного и наземного оборудования и трубопроводов могут быть использованы водорастворимые ингибиторы коррозии. Ингибиторы должны подаваться на узлы подготовки сточной воды из расчета 50-100 г/м³. Нагнетательные скважины необходимо оборудовать пакерами, а затрубное пространство заполнить раствором ингибитора коррозии.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Одним из осложнений при добыче, сборе и при транспортировке газа может быть образование гидратов в призабойной зоне, в стволе скважин, в промысловых и магистральных газопроводах.

Образование гидратов в стволе можно предупредить теплоизоляцией фонтанных или обсадных колонн, повышением температуры газа в стволе с помощью нагревателей. Самый распространенный способ предупреждения образования гидратов – подача ингибиторов (метанола, гликолей, растворы различных солей) в поток газа. Также возможна подача ингибитора через затрубное пространство.

1.5.4. Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

При выборе технологии внутрипромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации скважин месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схема расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутрипромыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами разработки...» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

Системе сбора и подготовки нефти

Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ)

Рабочее и статическое давление в скважине замеряются манометром, смонтированным на буфере, а давление в затрубном пространстве по манометру на одном из отводов крестовины трубной головки.

Продукция со скважин №77,81,82, 83, 84, 92, 93 из северо-западного крыла (СЗК) по выкидными трубопроводами Ø89мм поступает на площадку БГ-500/СЗК где имеется возможности индивидуального замера дебита скважины и далее по промысловому коллектору Ø159мм перекачивается на площадку БГ-500/УПН винтовыми насосами для мультифазной среды, МФН.

Индивидуальный замер осуществляется с применением счетчика жидкости СКЖ установленный на линий Ду89 проложенный от байпасных линий выкидных труб из каждой скважин до 160м³. замерной емкости. Также предусматривается установить СКЖ на выкидных линиях на каждой скважине.

Продукция скважин №20,73,75 и 95 с Юго-Западного крыла (ЮЗК) подается по выкидным линиям от каждой скважины через счетчики СКЖ на БГ-500/ЮЗК и далее на БГ-500/УПН. (схема обустройства системы сбора и УПН).

Описание технологии подготовки нефти на УПН

Продукция всех скважин из приемного блока гребенки БГ500/УПН направляется с добавлением деэмульгатора Диссолван из БР в подогреватель нефти УН-02, где осуществляется предварительный подогрев для улучшения технологических процессов подготовки. Далее подогретый флюид поступает в трехфазный сепаратор ТФС-40 (см. чертеж ТФС40) со сбросом воды, где происходит разделение нефти, газа и воды. Флюид на входе ТФС, ударяясь об отбойник (О) разделяется на 2 фазы (газ и жидкость). При этом газ поднимается и скапливается в верхней части внутри ТФС и через регулятор давления (Б) подается после вертикального газового сепаратора к горелкам печей подогрева и на факел для аварийного сжигание газа. На линиях печей подогрева и аварийного сжигания монтируется отдельные газовые счетчики для учета газа.

В 1 отсеке ТФС разделение нефти и воды происходит за счет разности их удельного веса, капельки воды оседает вниз 1 отсека. Уровень роста пластовой воды контролируется с помощью наружного уровнемера (Ж) и при достижении установленного уровня роста в технологическом регламенте работы УПН сбрасывается с нижней части 1 отсека в подземную 160м³ дренажную емкость для подготовки промысловых сточных вод.

55

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

1.5.5. Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Попутный газ на месторождении Кемерколь используется на собственные технологические нужды, в качестве топлива для печи подогрева нефти Недропользователем на месторождении разработана рабочая программа, в которой оценена текущая потребность предприятия в объемах попутного газа на собственные нужды.

Основными источниками потребления сырого газа на месторождении являются:

1. Печь УН-02 №1;
2. Печь УН-02 №2;
3. Печь ППТ-02 основная;
4. Печь ППТ-02 резерв;
5. Котел Ферроли NC-400;
6. Котел Ферроли NC-140.

После утверждения в ЦКРиР МЭ РК рекомендуется составить уточненный проект по Программе переработки сырого газа.

1.5.6. Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

По рекомендуемому варианту система ППД включает в себя закачку воды. Для ППД на месторождении Кемерколь используется попутно-добываемая пластовая вода самого месторождения.

Вода, отделившаяся в ТФС-40, ОГ, ОН и ЕТН 1-6 собирается в подземной дренажной емкости ПД-160м³, где происходит предварительная очистка пластовой воды от механических примесей и взвешенных частиц с пленками нефтяной эмульсий с использованием емкости 16м³. (ЕППН 16.)

Далее пластовая вода откачивается с помощью вертикального насоса НВ-50/50 в 2 емкости для пластовой воды и с помощью насоса НБ-125 через счетчики жидкости направляется в нагнетательную скважину 45н.

Для того чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода должна соответствовать установленным требованиям СТ РК 1662-2007

Совместимость закачиваемой воды с пластовой водой и породой заключается в том, что она не должна химически взаимодействовать с пластовой водой и породой коллектора продуктивного пласта. СТ РК 1662-2007 предусматривает снижение приемистости не более 20 %, период с начала закачки с учетом последующего восстановления приемистости до ее первоначальной величины.

Содержание механических примесей и нефтепродуктов является определяющей нормой качества воды. Данные требования к качеству закачиваемых вод формулируются исходя из коллекторских свойств породы.

Размер взвешенных частиц. Стандартом предусмотрено в закачиваемой воде не более 90 % частиц размером менее 2 мкм.

Содержание кислорода нормируется величиной менее 0,5 мг/л. Такой предел установлен исходя из минимальных коррозионных повреждений промышленного оборудования.

Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий и сероводорода в воде не допускается. Бактерии данного вида продуцируют сероводород. Сероводород резко увеличивает скорость коррозии металла и снижает срок службы наземного и подземного оборудования. При появлении в воде СВБ рекомендуется обработка ее бактерицидами. Согласно «Единым Правилам по рациональному и комплексному использованию недр» необходимо проводить контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и выполнять химические анализы закачиваемой воды. Анализ закачиваемой воды на содержание количества механических примесей и нефтепродуктов должен осуществляться ежедневно (по пробам с БКНС в случае наличия и с нагнетательных скважин).

1.5.7. Требования и рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

После утверждения и согласно проектному документу (1), на месторождении Кемерколь пробурены новые скважины.

С учетом горно-геологических условий бурения и в соответствии с требованиями нормативных документов Республики Казахстан, для бурения эксплуатационных скважин с целью изучения перспектив нефтеносности в отложениях триаса на месторождении Кемерколь рекомендуется следующая конструкция вертикальных скважин.

Для скважин предлагается следующая конструкция:

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Направление Ø329,3мм x 50 м. Устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины циркулирующим буровым раствором при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья.

Кондуктор Ø244,5мм x 250 м устанавливается для перекрытия неустойчивых меловых отложений. На устье скважины устанавливается ПВО. Цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм x 1500 +250м. Устанавливается для разобщения, испытания и возможной эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья.

Рекомендованная конструкция проектных скважин представлена в таблице 7.1.1.

Таблица 1.5.7-1. Рекомендованная проектная конструкция вертикальных скважин

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
Направление	393,7	329,3	50	устье
Кондуктор	295,3	244,5	250	устье
Эксплуатационная колонна*	215,9	168,3	1500	устье
Примечание:* - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубины спуска обсадных колонн устанавливаются в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.				

Требования к производству буровых работ

Выбор буровой установки должна производиться в соответствии с проектной глубиной и конструкцией скважин. Бурение скважин рекомендовалось производить с буровой установки с грузоподъемностью, достаточной для спуска максимально тяжелой обсадной (бурильной) колонны и ведения аварийных работ: допустимая нагрузка на крюке должна превышать вес наиболее тяжелой буровой колонны в воздухе не менее 40 %.

Буровая установка должна быть оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессом бурения, иметь систему приготовления и обработки бурового раствора, комплекс очистных сооружений для трехступенчатой очистки бурового раствора и другие системы для обеспечения жизнедеятельности и безопасности персонала, иметь достаточное количество долот с вооружением, соответствующим литологии пород в разрезе.

Буровая установка должна соответствовать требованиям нормативных документов Республики Казахстан по безопасности ведения буровых работ и защиты окружающей природной среды.

Требования к технологии и качеству цементирования скважин

Для получения надежной изоляции и обеспечения качественного цементирования рекомендовалось проводить следующий комплекс мероприятий:

✓ обеспечивать качественную подготовку ствола скважины перед проведением процесса цементирования (применять ингибированные буровые растворы; использовать буферные жидкости с добавлением ПАВ для эффективного удаления толстой глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных колонн; обеспечивать минимальный разрыв во времени между окончанием проработки ствола и началом процесса цементирования);

✓ применять эффективные добавки и химреагенты (облегчающие добавки, понизители водоотдачи, регуляторы сроков схватывания и др.) для регулирования свойств тампонажных растворов и получения качественного тампонажного камня;

✓ использовать технологию цементирования обсадных колонн тампонажным раствором с дифференцированной плотностью для обеспечения высоты подъема цемента до устья и предотвращения гидроразрыва пластов;

✓ обеспечивать наиболее эффективный режим течения буферной жидкости и цементных растворов в затрубном пространстве;

✓ использовать две цементировочные пробки для наилучшего разделения бурового и цементного растворов;

✓ применять технологическую оснастку (центраторы, турбулизаторы, скребки) в соответствии с нормами и требованиями технических проектов на строительство скважин.

Таблица 1.5.7-2. Рекомендованные параметры по цементированию обсадных колонн

Наименование показателей	Кондуктор 339,7 мм x 50 м	Эксплуатационная колонна 168,3 мм x 1500 м	
		I порция	II порция

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Высота подъема цемента	до устья	до устья	на 100-150 м выше кровли продуктивных горизонтов
Тип цемента	ПЦГ I-CC-50	ПЦГ I-CC-100 или класс G (HSR)	
Плотность цементного раствора, г/см ³	1,82-1,85	1,50-1,55	1,89-1,90
Добавки	ускоритель схватывания, пеногаситель	облегчающая добавка, понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель	понизитель водоотдачи, замедлитель схватывания, пеногаситель
Буферная жидкость	техническая вода	техническая вода, ПАВ, буферный материал	

1.5.8. Требования к методам вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин

Выбор и обоснование типа промывочной жидкости при первичном вскрытии продуктивных пластов

Требования к буровым растворам были разработаны с учетом всех осложнений, которые базируются на геологической информации по месторождению Кемерколь.

При разработке программы по буровым растворам необходимо учесть все проблемы, связанные с геологическими условиями проводки скважины:

- осыпи и обвалы стенок скважины;
- нефтеводопроявления;
- прихватоопасность;
- кавернообразования.

Так как продуктивные пласты вскрываются совместно с отложениями альба, апта и неокома, в разрезе которых содержится более 30 % глин, где высокая кавернозность, а также, учитывая высокую глинистость продуктивных пластов (10-30 %), при использовании не ингибированных систем промывочных жидкостей, велика вероятность роста их реологических и структурно-механических показателей, за счет обогащения водочувствительными, легкодиспергирующимися глинами разреза, что приводит к снижению механической скорости проходки, ухудшению качества промывки ствола скважины и очистки его от выбуренной породы, необоснованному увеличению расхода реагентов и, самое главное, кольматации призабойной зоны пласта глинистыми частицами, т.е. ухудшению продуктивности скважин и увеличению сроков их освоения.

С целью максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов и предупреждения всех вышеперечисленных осложнений, которые могут возникнуть при первичном вскрытии, бурение продуктивных пластов рекомендовалось производить с использованием ингибированных полимерных систем буровых растворов, которые должны отвечать основным требованиям, предъявляемым к ним:

- низкое содержание в них твердой фазы;
- используемые химические реагенты должны быть биоразлагаемыми и не засоряющими пласт (крахмальные реагенты, биополимеры);
- для наибольшего сохранения коллекторских характеристик (пористость и проницаемость) продуктивного пласта и недопущения закупорки его, в качестве утяжелителя (при необходимости) бурового раствора рекомендуется использовать кислоторастворимые карбонатные агенты,
- в случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах, необходимо использовать кислоторастворимый временно закупоривающий агент, во избежание загрязнения коллектора.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску эксплуатационной колонны, с целью дополнительной очистки ствола скважины от оставшейся в нем выбуренной породы (особенно в кавернозной части ствола) рекомендовалось прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 1,5-2,0 куб.м.

С целью сохранения и регулирования технологических показателей бурового раствора (особенно по поддержанию твердой фазы и плотности бурового раствора), предусматривалось трехступенчатую очистку его от выбуренной породы: вибросита, песко- и илоотделители, центрифуги.

Выбор и обоснование типа перфорационной жидкости

С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов рекомендовалось использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин перфорацией, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, концентрация

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

которых определяется величиной плотности рассола, необходимой для безопасного вскрытия пластов в каждом конкретном случае.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол рекомендовалось загущать специальными загущающими полимерами.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред, рекомендовалось вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (ПАВ).

Требования к методам вторичного вскрытия пластов и освоения скважин

После оборудования устья скважины колонной головкой и крестовиной фонтанной арматуры рекомендовалось спустить насосно-компрессорные трубы (НКТ) со скрепером и щеткой с проработкой, и промывкой до забоя. На забое промыть скважину технической водой до выхода чистой воды. Доливая техническую воду, поднять НКТ со скрепером и щеткой. Установить фонтанную арматуру. Опрессовать эксплуатационную колонну и фонтанную арматуру.

Перфорацию продуктивного горизонта рекомендовалось производить спуском перфораторов на НКТ. Для этого спустить НКТ с перфоратором и с пакером. В процессе спуска рекомендуется заполнять НКТ технической водой до конечного уровня, при котором перепад между пластовым и гидростатическим давлением технической воды на забой будет равен трехкратному перепаду давления между гидростатическим давлением бурового раствора и пластовым давлением в процессе бурения в интервале перфорации. «Посадить» НКТ на пакер, установить фонтанную арматуру. Опрессовать пакер через затрубное пространство. Соединить фонтанную арматуру с наземными коммуникациями и опрессовать все соединения. В штуцерной камере рекомендуется установить штуцер необходимого диаметра. Открыть центральные задвижки и сбросить штангу для инициирования кумулятивных зарядов в интервале перфорации. Наблюдать за характером проявления скважины.

В случае фонтанирования рекомендовалось отработать скважину для очистки призабойной зоны пласта от твердой фазы и фильтраата бурового раствора. После получения притока пластового флюида рекомендовалось исследовать скважину на 3-х режимах с замерами забойного давления и температуры и регистрацией устьевых давлений. На каждом режиме рекомендовалось производить не менее 3-х замеров, причем два из них должны совпадать. При несовпадении двух замеров, рекомендовалось продолжить исследование до совпадения 2-х замеров. После исследования на режимах спустить в скважину глубинный манометр, закрыть скважину и записать кривую восстановления пластового давления (КВД).

В случае слабого притока рекомендовалось стимулировать скважину свабированием. Если в результате свабирования будет наблюдаться увеличение притока, то рекомендовалось проведение соляно-кислотной обработки (СКО) для интенсификации притока.

1.5.9. Опытно-промышленные испытания новых технологий и технических решений

В рамках действующего проектного документа на промышленную разработку месторождения, в качестве опытно-промышленных испытаний новых технологий и технических решений были рассмотрены варианты обработки призабойной зоны скважин (ПЗС) ОПИ нагревателя промысловых систем «ТЕРМ». «Терм-1» предназначен для тепловой обработки призабойной зоны вертикальных, искривленных, наклонно-направленных (до 600С) профилем скважин и пластов с высоковязкой нефтью.

Устройство размещается непосредственно в скважине, напротив прослойки нефти. Это в зависимости от конкретных требований может способствовать подъему и снижению уровня нефти. Регулирует работу скважинных нагревателей станция управления. По сигналам датчика температуры контроллер станции управляет нагревом. Он имеет аналоговые и дискретные входы для контроля температуры нагревателя, входного тока и напряжения.

Комплект оборудования "Терм" позволяет вести тепловую обработку скважин в непрерывном и циклическом режимах. Как показали испытания, при использовании прогрева добывающих скважин с высокой вязкостью наблюдается прирост дебита скважин.

В качестве опытного участка выбрана скважина 9БИС, на IV объекте ОПИ на данной скважине не проведен.

1.6. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий - для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

1.7. Описание работ по попуттилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по попуттилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связи с отсутствием таких объектов, не требуется.

Работы будут выполняться вахтовым методом, круглосуточно, без выходных дней.

1.8. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия

1.8.1. Методика оценки воздействия на окружающую среду и социально-экономическую сферу

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 1.8-1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырех категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия.

Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 1.8-2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка.

В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия.

На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 1.8-1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	площадь воздействия до 1 км ² , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	площадь воздействия до 10 км ² , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный (3)</i>	площадь воздействия от 10 до 100 км ² , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	площадь воздействия более 100 км ² , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет
<i>Многолетний (постоянный) (4)</i>	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительный (1)</i>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабый (2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренный (3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
<i>Сильный (4)</i>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Низкая (1-8)</i>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
<i>Средняя (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.
<i>Высокая (28-64)</i>	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов

Таблица 1.8-2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категории воздействия, балл			Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

<u>Локальное</u> 1	<u>Кратковременное</u> 1	<u>Незначительное</u> 1	1- 8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченное</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабое</u> 2	9- 27	Воздействие средней значимости
<u>Местное</u> 3	<u>Продолжительное</u> 3	<u>Умеренное</u> 3	28 - 64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональное</u> 4	<u>Многолетнее</u> 4	<u>Сильное</u> 4		

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины.

Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 1.8-3.

Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 1.8-3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально- экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 – х месяцев) до 1 года

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 1.8-4.

Таблица 1.8-4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

1.8.2. Оценка воздействия на окружающую среду

Современный общественный менталитет сформировал представления о том, что одним из важнейших моментов воздействия на окружающую среду хозяйственной деятельности является его минимальность, не ведущая к значимому ухудшению существующего положения ни для одного элемента экосистемы, и сохранение существующего биоразнообразия.

В связи с этим, при характеристике воздействия на окружающую среду основное внимание уделяется негативным последствиям, для оценки которых разработан ряд количественных характеристик, отражающих эти изменения.

Состояние атмосферного воздуха характеризуется содержанием в нём, выбрасываемых промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объёмами, так и

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Кемерколь.

Вариант 1 (Рекомендуемый). Предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,6 тыс. т.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 47 лет (2026-2072 гг.);
- максимальная добыча нефти достигается в 2030 г. и составит 22.6 тыс.т;
- обводненность на конец рентабельного периода – 97.3 %;
- ввод скважин из бурения, 7 добывающих;
- темп бурения – 2 скв./год;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период составит 382.4 тыс.т, при этом коэффициент извлечения достигнет 0,250 д.ед.

I объект (T2-I, А блок VI)

Предусматривается:

- проведение дострела на скважине №4 в 2027 году;
- проведение ОВП на скважине №4, R105 в 2030 и 2033 годах (при этом дальнейшее проведение будет зависеть от эффективности и продолжительности ОВП).

II объект (T2-I, В блоки III, VI)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине №84 в 2027 и 2030 годах;
- перевод скважины R102 из IV объекта на II объект под ППД в 2027 году;
- бурение скважины R108 в 2028 году;
- бурение скважины R112 в 2029 году;
- бурение скважины R111 в 2030 году.

III объект (T2-II блок VI)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине R101 в 2028 году;
- бурение скважины R113 в 2029 году;
- бурение скважины R110 в 2030 году;
- перевод скважины №77 из III объекта под ППД на II объект в 2043 году.

IV объект (T2-III блок II)

Предусматривается:

- перевод скважины R102 на II объект в 2027 году;
- проведение термопрогрева на скважине №9БИС в 2027 году;
- бурение скважины R109 в 2028 году.

V объект (T2-V блок I)

Предусматривается:

- вывод из консервации скважины №76Б в 2027 году;
- бурение скважины R114 в 2031 году.

VI объект (T2-I, В блок I)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине №73 в 2027 году;
- перевод скважины №95 из добывающего фонда в систему ППД в 2028 году.

Также рекомендуется бурение оценочной скважины №115, в IV объекте (горизонт T2-III) юго западнее от скважины R-104 в период 2028-2029 года.

Таким образом, базовый вариант ориентирован на поддержание стабильной разработки месторождения за счет оптимизации действующего фонда, бурения новых скважин, проведения мероприятий по интенсификации добычи и расширения системы поддержания пластового давления.

Вариант 2 (альтернативный). предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин,

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

II объект (Т2-I, В блоки III, VI)

В отличие от базового варианта бурение скважины R108 в 2028 году не предусматривается.

III объект (Т2-II блок VI)

Проведение ЗБГС на скважине R104 в 2028 году вместо бурения скважины R110 в 2030 году.

Применение ЗБГС на III объекте позволит увеличить охват пласта дренированием, вовлечь в разработку слабодобываемые зоны залежи и обеспечить дополнительный прирост добычи нефти.

IV объект (Т2-III блок II)

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине R102 в 2029 году.

V объект (Т2-V блок I)

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине №76Б в 2029 году.

В целом альтернативный вариант характеризуется более интенсивным вовлечением остаточных запасов в разработку и предусматривает применение технологий, направленных на увеличение коэффициента охвата залежей дренированием, повышение продуктивности скважин.

Характеристика показателей эксплуатации скважин

Эксплуатация УШГН. УШГН с низкими эксплуатационными затратами следует применять в мало- и средне дебитных скважинах ($2,5 \leq Q_{ж} \leq 80 \text{ м}^3/\text{сут}$) малой и средней глубины (до 2300 м). Преимуществам УШГН относятся простота регулирования подачи насоса (изменением длины хода и диаметра плунжера, числа качаний головки балансира), не дефицитность и дешевизна применяемых деталей и узлов, высокая надежность при наличии осложнений, удобство обслуживания и ремонта в промысловых условиях.

Скважинное оборудование УШГН характеризуется многообразием типоразмеров. К.п.д. установки составляет 50-60 % при коэффициенте наполнения насоса $0,8 \div 1,0$. Для лучшей работы УШГН давление на приеме насоса должно быть $p_{пр} > 0,35 \div 0,7 \text{ МПа}$. Хорошо работает при вязкости откачиваемой жидкости μ до 200 МПа·с и содержании песка до 10 %. Недостатком установки является утечки через сальник.

Надежная работа УШГН возможна при правильном подборе оборудования, соответствии технологического режима эксплуатации скважины, качественном выполнении монтажных работ и точном уравнивании, а также при своевременных профилактических ремонтах и смазках.

В процессе эксплуатации станка-качалки необходим контроль за состоянием сборки, крепления подшипников, затяжки кривошипных и верхних пальцев на шатуне, а также за уравниванием, натяжением ремней и отсутствием течи масла в редукторе и т.п. Кроме того, следует проверять соответствие мощности и скорости вращения вала электродвигателя установленному режиму работы станка-качалки. При подключении электродвигателя необходимо, чтобы кривошпы вращались по стрелке, указанной на редукторе.

Эксплуатация УШВН. Преимуществом УШВН с верхним приводом по сравнению с УШГН являются: простота конструкции и малая масса привода; отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки; простота транспортировки, монтажа и обслуживания; возможность откачки жидкостей высокой вязкости ($\mu > 200 \text{ МПа} \cdot \text{с}$), с повышенным содержанием газа (до 50 % свободного газа на приеме насоса) и механических примесей (до 400 мг/л); уравнированность привода; постоянство нагрузок, действующих на штанги; равномерность потока жидкости; снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя; минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость; отсутствие клапанов в скважинном насосе.

ВШНУ рекомендуется применять для откачки жидкости дебитом $3 \div 100 \text{ м}^3/\text{сутки}$ с напором до 1500 м. Регулирование подачи насоса ограничено изменением числа оборотов ротора. К.п.д. установки составляет 50-70 % при давлении на приеме насоса $p_{пр} < 0,7 \text{ МПа}$. Эксплуатационные затраты ВШНУ зависят от долговечности эластомера статора.

Недостатком ВШНУ является заклинивание ротора при повреждении эластомера.

Системе сбора и подготовки нефти

Рабочее и статическое давление в скважине измеряются манометром, смонтированным на буфере, а давление в затрубном пространстве по манометру на одном из отводов крестовины трубной головки.

Продукция со скважин №77,81,82, 83, 84, 92, 93 из северо-западного крыла (СЗК) по выкидными трубопроводами Ø89мм поступает на площадку БГ-500/СЗК где имеются возможности индивидуального замера дебита скважины и далее по промысловому коллектору Ø159мм перекачивается на площадку БГ-500/УПН винтовыми насосами для мультифазной среды, МФН.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Индивидуальный замер осуществляется с применением счетчика жидкости СКЖ установленный на линии Ду89 проложенный от байпасных линий выкидных труб из каждой скважин до 160м³. замерной емкости. Также предусматривается установить СКЖ на выкидных линиях на каждой скважине.

Продукция скважин №20,73,75 и 95 с Юго-Западного крыла (ЮЗК) подается по выкидным линиям от каждой скважины через счетчики СКЖ на БГ-500/ЮЗК и далее на БГ-500/УПН. (схема обустройства системы сбора и УПН).

Описание технологии подготовки нефти на УПН

Продукция всех скважин из приемного блока гребенки БГ500/УПН направляется с добавлением деэмульгатора Диссолван из БР в подогреватель нефти УН-02, где осуществляется предварительный подогрев для улучшения технологических процессов подготовки. Далее подогретый флюид поступает в трехфазный сепаратор ТФС-40 (см. чертеж ТФС40) со сбросом воды, где происходит разделение нефти, газа и воды. Флюид на входе ТФС, ударяясь об отбойник (О) разделяется на 2 фазы (газ и жидкость). При этом газ поднимается и скапливается в верхней части внутри ТФС и через регулятор давления (Б) подается после вертикального газового сепаратора к горелкам печей подогрева и на факел для аварийного сжигания газа. На линиях печей подогрева и аварийного сжигания монтируются отдельные газовые счетчики для учета газа.

В 1 отсеке ТФС разделение нефти и воды происходит за счет разности их удельного веса, капельки воды оседает вниз 1 отсека. Уровень роста пластовой воды контролируется с помощью наружного уровнемера (Ж) и при достижении установленного уровня роста в технологическом регламенте работы УПН сбрасывается с нижней части 1 отсека в подземную 160м³ дренажную емкость для подготовки промышленных сточных вод.

Нефть с остаточным содержанием воды из 2 отсека ТФС направляется в горизонтальный отстойник ОГ1 для глубокой очистки (см. чертеж ОГ), где водонефтяная эмульсия через входной запорной арматуры А1 поступает в перфорированный коллектор Ду324 ПК-400х50, находящихся в нижней части отстойника. Выходящая через отверстия тонкими струйками водонефтяная эмульсия поступает под слой пластовой воды. Капельки воды, содержащиеся в эмульсии, контактируют с пластовой водой, имеющейся в аппарате, укрупняются, и оседает вниз. Отделившаяся от нефти пластовая вода через переливное устройство (Г) сбрасывается в систему подготовки промышленных сточных вод. Для определения уровня раздела фаз отстойник оборудован уровнемером. Межфазный уровень в отстойнике нефти поддерживается с помощью регулирующей задвижки Ду89 путём изменения количества сбрасываемой воды.

Также из обводненной нефти выделяется часть газа, находящегося в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через штуцер сбрасывается в сборную сеть.

Для отбора проб жидкости на выходе отстойника имеется поворотный кран пробоотборника (ПО). Как и любой сосуд, работающий под давлением, отстойник оборудуется запорной арматурой, манометрами для измерения избыточного давления и пружинными предохранительными клапанами для защиты от недопустимого превышения давления.

Нефть, имеющая меньший удельный вес отделившаяся от пластовой воды всплывая вверх, поступает нефтесборник и выводится из ОГ1 через выход (В) в отстойники нефти (ОН-1, ОН-2 и ОН-3) по очередном их заполнении и с добавлением воды в смесителе воды. Вода для обессоливания подается на смеситель из пожарной емкости с помощью центробежного насоса.

В отстойниках нефти ОН-1, ОН-2 и ОН-3 по мере их поочередного заполнения происходит окончательное отделение нефти от остаточной пластовой воды с обессоливанием нефти, которая осуществляется с применением отдельного подогревателя УН-0,2 для рециркуляций с помощью центробежного насоса. После отстоя и слива воды отбирается из отстойника проба нефти для анализа. При положительном результате лабораторного хим. анализа товарная нефть транспортируется с помощью центробежного насоса в накопительные емкости №6, 7, 8, 9 для окончательного отстоя. Далее после необходимого времени отстоя с дополнительным сбросом воды и окончательного химического лабораторного анализа загружается насосами в автоцистерны для сдачи покупателям.

Вода, отделившаяся в ТФС-40, ОГ, ОН и ЕТН 1-6 собирается в подземной дренажной емкости ПД-160м³, где происходит предварительная очистка пластовой воды от механических примесей и взвешенных частиц с пленками нефтяной эмульсий с использованием емкости 16м³. (ЕППН 16.)

Далее пластовая вода откачивается с помощью вертикального насоса НВ-50/50 в 2 емкости для пластовой воды и с помощью насоса НБ-125 через счетчики жидкости направляется в нагнетательные скважины ЮЗК и СЗК.

Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Попутный газ на месторождении Кемерколь используется на собственные технологические ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

нужды, в качестве топлива для печи подогрева нефти Недропользователем на месторождении разработана рабочая программа, в которой оценена текущая потребность предприятия в объемах попутного газа на собственные нужды.

Основными источниками потребления сырого газа на месторождении являются:

1. Печь УН-02 №1;
2. Печь УН-02 №2;
3. Печь ППТ-02 основная;
4. Печь ППТ-02 резерв;
5. Котел Ферроли NC-400;
6. Котел Ферроли NC-140.

Воздействие на атмосферный воздух

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия разведочных работ на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнена с учетом действующих методик.

ПРИ БУРЕНИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН (скв. №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114) на 2028-2031 годы.

На этапе проведения строительно-монтажных и подготовительных работ (СМР) количество источников выделения загрязняющего вещества составит 7 единиц, расположенные на площадке бурения скважины, из них 2 – организованный и 5 - неорганизованных.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат;
- ист. N 0002, Дизельная электростанция.

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы;
- ист. N 6003, Разработка грунта;
- ист. N 6004, Емкость для хранения дизельного топлива СМР;
- ист. N 6005, Насос для перекачки дизельного топлива.

При проведении работ по бурению и креплению скважин, выявлено 21 источников загрязнения, 8 источников организованные, остальные 13 – неорганизованные, из них:

Организованные источники:

- ист. N 0003, Дизельный двигатель ЯМЗ-238 (силовой двигатель);
- ист. N 0004-0005, Дизельгенератор мощностью 176 кВт;
- ист. N 0006, Дизельгенератор резервный мощностью 100 кВт (освещение);
- ист. N 0007, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0008, Передвижная паровая установка;
- ист. N 0009, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0010, Дизельная электростанция 100 кВт (вахт.пос).

Неорганизованные источники:

- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.пос.);
- ист. N 6008, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6009, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6010, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6011, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6012, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6013, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6014, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6015, Буровой насос;
- ист. N 6016, Дегазатор бурового раствора;
- ист. N 6017, Сепаратор бурового раствора;
- ист. N 6018, Ремонтно-механическая мастерская.

На стадии проведения работ по испытанию скважин количество источников загрязнения составит 16 единиц, из них 5 организованных и 11 неорганизованных:

Организованные источники:

- ист. N 0011, Дизельный двигатель АР-32/40 мощностью 169 кВт;
- ист. N 0012, Дизельгенератор резервный мощностью 100кВт;
- ист. N 0013, Дизель-генератор резервный;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

- ист. N 0014, Котельная установка;
- ист. N 0015, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";

Неорганизованные источники:

- ист. N 6019, Емкость для хранения дизтоплива;
- ист. N 6020, Емкость для хранения дизтоплива для котельной;
- ист. N 6021, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6022, Насос для нефти;
- ист. N 6023, Устье скважин;
- ист. N 6024, Площадка налива нефти;
- ист. N 6025, Емкость для нефти;
- ист. N 6026, Газосепаратор;
- ист. N 6027, Конденсатосборник;
- ист. N 6028, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6029, Дренажная емкость.

Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой эксплуатационной скважины составит: 32.00326043 г/сек и 398.361396 тонн (от 7-ми скв. №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 на 2028-2031 годы будут составлять 2788,529772 тонн).

ПРИ ВЫВОДЕ ИЗ КОНСЕРВАЦИИ СКВАЖИНЫ №76Б в 2027 году

На этапе ввода из консервации скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 30 единиц, из них 17 источника загрязнения — неорганизованные, и соответственно 13 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельгенератор;
- ист. N 0002, Дизельный генератор;
- ист. N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0004, Цементировочный агрегат;
- ист. N 0005, Дизельгенератор;
- ист. N 0006, Дизельный двигатель;
- ист. N 0007, Привод силового блока;
- ист. N 0008, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0009, Цементировочный агрегат;
- ист. N 0010, Двигатель двигателя ЯМЗ -238;
- ист. N 0011, Дизельгенератор
- ист. N 0012, Цементировочный агрегат
- ист. N 0013, Дизельный двигатель силового привода

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Разработка грунта экскаватором;
- ист. N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы;
- ист. N 6003, Сварочные работы;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Разработка грунта бульдозером (ПРС);
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6008, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6009, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6010, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6011, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6012, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6013, Емкость для нефти;
- ист. N 6014, Насос для нефти;
- ист. N 6015, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6016, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6017, Устья скважин.

За период вывода из консервации скважины №76Б в 2027 году выброс ЗВ будет составлять 11,103831686 г/сек и 153,158050477 тонн.

ПРИ БУРЕНИИ ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ

Также рекомендуется бурение оценочной скважины №115, в IV объекте (горизонт Т2-III) в период 2028-2029 года

На этапе проведения **строительно-монтажных и подготовительных работ (СМР)**
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

количество источников выделения загрязняющего вещества составит 8 единиц, из них 6 источника загрязнения, расположенные на площадке бурения скважины – неорганизованные, и соответственно 2 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельный двигатель сварочного агрегата.
- ист. N 0002, Дизельная электростанция 100 кВт ;

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Выбросы пыли , образуемой при работе экскаватором ;
- ист. N 6003, Выбросы пыли , образуемой при работе бульдозером ;
- ист. N 6004, Уплотнение грунта катками и трамбовками;
- ист. N 6005, Емкость для хранения дизельного топлива СМР;
- ист. N 6006, Насос для дизтоплива

При проведении работ по **бурению и креплению скважины**, выявлено 21 источников загрязнения, 8 источников организованные, остальные 13– неорганизованные, из них:

Организованные источники:

- ист. N 0003, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъемники А-50МБ) - 158 кВт;
- ист. N 0004, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (насос) - 158 кВт;
- ист. N 0005, Дизельгенератор Volvo- 100 кВт;
- ист. N 0006, Цементировочный агрегат "ЦА-320М;
- ист. N 0007, Передвижная паровая установка;
- ист. N 0008, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0009, Дизельная электростанция АДД200
- ист. N 0010, Компрессорная установка.

Неорганизованные источники:

- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива 30 м3;
- ист. N 6008, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6009, Емкость для отработанных масел;
- ист. N 6010, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6011, Узел приготовления цементного раствора;
- ист. N 6012, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6013, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6014, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6015, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6016, Буровой насос;
- ист. N 6017, Дегазатор;
- ист. N 6018, Сепаратор;
- ист. N 6019, Ремонтно-механическая мастерская.

На стадии проведения работ **по испытанию скважины** количество источников загрязнения составит 11 единиц, из них 4 организованных и 7 неорганизованных:

Организованные источники:

- ист. N 0011, Силовой двигатель ЯМЗ-238 (подъёмник УПА 60/80), N=158 кВт;
- ист. N 0012, Дизель- генератор (мощностью 100 кВт) при освещении;
- ист. N 0013, Цементировочный агрегат "ЦА-320М";
- ист. N 0014, Факельная установка.

Неорганизованные источники:

- ист. N 6020, Емкость для хранения дизтоплива 40 м3;
- ист. N 6021, Емкость для тех.масла;
- ист. N 6022, Насос для дизтоплива;
- ист. N 6023, Газосепаратор;
- ист. N 6024, Конденсатосборник;
- ист. N 6025, Площадка для налива нефти.
- ист. N 6026, Емкость для нефти ;
- ист. N 6027, Насос для нефти.

Таким образом при бурении и испытании оценочной скважины №115 составит выбросы ЗВ составит 22.00326043 г/сек и 308.161396 тонн.

ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации* являются:

Промплощадка – Вахтовый поселок

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Организованные источники

- источник загрязнения №0001 - ДЭС, мощностью 508 кВт;

Нерганизованные источники

- источник загрязнения №6001 - Емкость для дизтоплива;
- источник загрязнения №6002 - Емкость для масла;
- источник загрязнения №6003 - Насос для перекачки дизтоплива;

Промплощадка - ПССН

Организованные источники

- источник загрязнения №0002 - ДЭС, мощностью 20 кВт;
- источник загрязнения №0003-0004 - Водогрейный котел «Ferroli» NC-400 и NC-140;
- источник загрязнения №0005-0006 - Печь подогрева УН-0,2МЗ;
- источник загрязнения №0007-0008 - Печь подогрева ППТ-0,2Г/Ж;
- источники загрязнения №0009- Сварочный агрегат АДД-4004МУ1;
- источники загрязнения №0010- Котел Boiler navien;

Нерганизованные источники

- источник загрязнения №6004 - Блок реагентов;
- источник загрязнения №6005 - Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ;
- источник загрязнения №6006 - Газовый сепаратор;
- источник загрязнения №6007-6008 - Горизонтальный отстойник нефти;
- источник загрязнения №6009 - Дренажная емкость;
- источник загрязнения №6010-6017 - Емкости для нефти 50м³-3ед, 64м³-5 ед.;
- источник загрязнения №6018-6027 – Емкости для нефти 125м³-10 ед.;
- источник загрязнения №6029 - Буферная емкость для пластовой воды;
- источник загрязнения №6030 - Вертикальный сепаратор для нефти;
- источники загрязнения №6031-6032 - Емкость для дизтоплива;
- источник загрязнения №6033-6036 - Насос для налива нефти;
- источник загрязнения №6037-6038 - Мультифазный насос;
- источник загрязнения №6039-6042 - Нефтеналивной стояк АСН-100;
- источник загрязнения №6043 Отстойник для воды ОГЖФ;
- источник загрязнения №6044 - Насос для закачки пластовой воды;
- источник загрязнения №6045 - Сварочный пост;

Промплощадка – Площадка скважин

Нерганизованные источники

- источник загрязнения №6046 - Выкидные линии;
- источник загрязнения №6047-6058, 6075-6080 - Устье скважин;
- источник загрязнения №6071 - АГЗУ;
- источник загрязнения №6072-6073 - Дожимной мультифазный насос;
- источник загрязнения №6074 - Дренажная емкость;
- источник загрязнения №6081 – ЗРА и ФС измерительных установок АТ-С;

Промплощадка – Капитальный ремонт скважин (КРС)

Организованные источники

- источник загрязнения №0101. Подъемный агрегат УПБ-40;
- источник загрязнения №0102. Цементируочный агрегат;

Нерганизованные источники

- источник загрязнения №6101. Блок приготовления цементного раствора;
- источник загрязнения №6102. Блок приготовления бурового раствора;
- источник загрязнения №6103. Емкость для дизтоплива.

В целом по месторождению при эксплуатации выявлено: 92 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 12, неорганизованных – 80.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2030 год) – 16,8336673 г/сек и 317,5236871 т/год.

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Перечень и характеристика загрязняющих веществ, выброс которых в атмосферу вероятен при разработке месторождения, от стационарных источников приведены ниже.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Таблица 1.8-1. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении 7-ми эксплуатационных скважин на 2028-2031 годы

Код загр. веще- ства	На и м е н о в а н и е вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)
							от 1-ой скважины		от 7-ми скважин	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.006	0,00388	0.006	0.02716
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.000516	0,000334	0.000516	0.002338
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	11.622241484	61,84495	1.622241484	432.91465
0304	Азот (III) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.628374484	65,06951	0.628374484	455.48657
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.7788636	56,04935	0.7788636	392.34545
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	5.4565	58.261	1.4565	407.827
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.000120882	0,00158	0.000120882	0.01106
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	8.711836	92,94357	4.711836	650.60499
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.000421	0,000272	0.000421	0.001904
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.2	0.03		2	0.00185	0,001198	0.00185	0.008386
0410	Метан (727*)				50		0.0269709	0,559269	0.0269709	3.914883
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.007225	0,1687	0.007225	1.1809
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.0359704	0,1747	0.0359704	1.2229
0602	Бензол (64)		0.3	0.1		2	0.00003489	0,000815	0.00003489	0.005705
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.2			3	0.00001096	0,000256	0.00001096	0.001792
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.00002193	0,000512	0.00002193	0.003584
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.03	0.01		2	0.159784	0,90814	0.159784	6.35698
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.159784	0,90814	0.159784	6.35698
2735	Масло минеральное нефтяное				0.05		0.0000013	0,000146	0.0000013	0.001022

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

2754	(веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	1.6536876	9,992267	1.6536876	69.945869
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		3	1.753046	1,472798	0.753046	10.309586
В С Е Г О:						32.00326043	398.361396	12.00326043	2788.529772
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8-2. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при выводе из консервации скважины

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки,т/год (М)	Значение М/ЭНК
							вывод из консервации		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0,01114	0,001283	0.032075
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0,000958	0,00011	0.1104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	2,47165	39,4011	485.0276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1,051643	23,15268	52.5446567
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0,42125	21,21256	24.2512
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	1,627791	23,0314	60.628
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0,000904	0,014996	1.87455375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2,23735	36,78718	5.25495867
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0,000781	0,00009	0.018
0344	Фториды неорганические плохо		0.2	0.03		2	0,00344	0,000396	0.0132

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

	растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)								
0405	Пентан (450)	100	25		4	0,000859	0,014692	0.00058768	
0410	Метан (727*)			50		0,004575	0,078242	0.00156485	
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0,001238	0,021167	0.00141114	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,024938	0,428134	0.00856268	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,001626	0,02843	0.00094767	
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	2,12E-05	0,000371	0.003712	
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.2			3	6,68E-06	0,000117	0.000583	
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	1,33E-05	0,000233	0.00038867	
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	1,01E-05	3,33E-05	33.348	
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0,1011	0,30314	30.314	
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		1,63E-05	0,000073	0.00146	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2,488119	8.667941177	8.213636	
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		3	0,617417	0,013682	0.13682	
	В С Е Г О :					11,103831686	153.158050477	701.786318	
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8-3. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при бурении оценочной скважины №115 на 2028-2029 годы

таблица № 3. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при сжигании отходов по объектам с 2020 по 2025 годы									
Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
							вывод из консервации		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо			0.04		3	0,01114	0,001283	0.032075

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

0143	триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0,000958	0,00011	0.1104
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	5,47165	109,4011	485.0276
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	2,051643	53,15268	52.5446567
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0,42125	31,21256	24.2512
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	2,627791	43,0314	60.628
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0,000904	0,014996	1.87455375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	2,23735	46,78718	5.25495867
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0,000781	0,00009	0.018
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		2	0,00344	0,000396	0.0132
0405	Пентан (450)	100	25		4	0,000859	0,014692	0.00058768
0410	Метан (727*)			50		0,004575	0,078242	0.00156485
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4	0,001238	0,021167	0.00141114
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,024938	0,428134	0.00856268
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,001626	0,02843	0.00094767
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	2,12E-05	0,000371	0.003712
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			3	6,68E-06	0,000117	0.000583
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	1,33E-05	0,000233	0.00038867
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	1,01E-05	3,33E-05	33.348
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0,1011	0,30314	30.314
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		1,63E-05	0,000073	0.00146
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2,488119	23,67128668	8.213636
2908	Пыль неорганическая, содержащая	0.3	0.1		3	0,617417	0,013682	0.13682

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)								
В С Е Г О :						22.00326043	308.161396	901.786318
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)								

Таблица 1.8-3. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при разработке месторождения Кемерколь (2030 г. - максимальная добыча нефти)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,00297	0,00535	0,13375
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,0002556	0,00046	0,46
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	2,272493	27,64692096	191,173024
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	2,2889362	27,0242575	117,070958
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,303598	10,91345064	18,2690128
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,348951	22,3906223	47,812446
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,006419114	0,26844308	33,5553846
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	4,326164	27,9054564	2,63515213
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0002083	0,000375	0,075
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,2	0,03		2	0,000917	0,00165	0,055
0402	Бутан (99)		200			4	0,026877	3,901069	0,00450535
0403	Гексан (135)		60			4	0,003675	0,1171241	0,00195207
0405	Пентан (450)		100	25		4	0,0132153	0,43617155	0,01744686
0410	Метан (727*)				50		2,112216	22,47987769	0,04959755
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,0225326	0,7449961	0,04966641
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,4666304	98,1908518	1,76381704
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		0,118272	50,8654356	1,02884785

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

	(1503*)								
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,001543	0,4028	4,028
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0004852	0,1267	0,6335
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0009703	0,2532	0,422
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,039263	0,20349	20,349
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,039263	0,20349	20,349
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,00001625	0,000073	0,00146
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1,437407	23,4407224	3,4407224
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)		0,3	0,1		3	0,000389	0,0007	0,007
	В С Е Г О :						16.8336673	317.5236871	463,38623706
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ;"а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Передвижные источники загрязнения

Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала. Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники:

- Бульдозер;
- Автоцистерна для воды;
- Вахтовая;
- Полноприводный легковой автомобиль;
- Грузовые машины полуприцепы;
- Самосвал;
- Экскаватор.

Предварительный расчет выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников загрязнения

ИТОГО ВЫБРОСЫ ОТ СТОЯНКИ АВТОМОБИЛЕЙ

Код	Примесь	Выбросг/с	Выброст/год
0301	Азота(IV)диоксид(4)	0.0020632	0.0033723
0304	Азот(II)оксид(6)	0.00033545	0.00122296
0328	Углерод(593)	0.00022944	0.00019174
0330	Сердиоксид(526)	0.00060534	0.00052928
0337	Углеродоксид(594)	0.041878	0.037569
2704	Бензин(нефтяной,малосернистый)/впересчетенауглерод/(60)	0.000978	0.000741
2732	Керосин(660*)	0.00428	0.002903

Максимальные разовые выбросы достигнуты в переходный период

Согласно ст.202.п.17 Экологического Кодекса нормативы допустимых выбросов от передвижных источников (строительных машин и транспортных средств) не устанавливаются.

Согласно статьи 208 Экологического кодекса РК, экологические требования по охране атмосферного воздуха при производстве и эксплуатации транспортных и иных передвижных средств:

1. Запрещается производство в Республике Казахстан транспортных и иных передвижных средств, содержание загрязняющих веществ в выбросах которых не соответствует требованиям технического регламента Евразийского экономического союза.

2. Транспортные и иные передвижные средства, выбросы которых оказывают негативное воздействие на атмосферный воздух, подлежат регулярной проверке (техническому осмотру) на предмет их соответствия требованиям технического регламента Евразийского экономического союза в порядке, определенном законодательством Республики Казахстан.

3. Правительство Республики Казахстан, центральные исполнительные органы и местные исполнительные органы в пределах своей компетенции обязаны осуществлять меры, направленные на стимулирование сокращения выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от транспортных и иных передвижных средств.

4. Местные представительные органы областей, городов республиканского значения, столицы в случае выявления по результатам государственного экологического мониторинга регулярного превышения в течение трех последовательных лет нормативов качества атмосферного воздуха на территориях соответствующих административно-территориальных единиц вправе путем принятия соответствующих нормативных правовых актов в пределах своей компетенции по согласованию с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды вводить ограничения на въезд транспортных и иных передвижных средств или их отдельных видов в населенные пункты или отдельные зоны в пределах населенных пунктов, на территории мест отдыха и туризма, особо охраняемые природные территории, а также регулировать передвижение в их пределах транспортных и иных передвижных средств в целях снижения антропогенной нагрузки на атмосферный воздух.

Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разведочных работ на участке проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи углеводорода.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии следующими
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

действующими методиками:

- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок" Приложение 14 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.08 г. №100-п.;
- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2005;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004, Астана 2005г.;
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
- Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого и существующего оборудования в данном проекте, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период эксплуатации в отдельных проектах, с учетом всех действующих источников и т.д.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ выполнены для всех источников организованных и неорганизованных выбросов, по всем ингредиентам, присутствующим в выбросах и представлены в Приложении 1.

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят: диоксид азота, оксид углерода и углеводороды C12-C19.

В соответствии с нормами проектирования, в Казахстане для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий» Приложение №12 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 12.06.2014г. №221-ө.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы при проведении работ, проводилось на программном комплексе «ЭРА-Воздух» версия 3.0., в котором реализованы основные зависимости и положения «Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки» (в соответствии с Приложением № 12).

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения оборудования площадки.

Так как район характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Координаты расчетных площадок на карте-схеме приняты относительно основной системы координат.

При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе района расположения предприятия.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, образующихся от источников загрязнения на месторождении, произведен с учетом фоновых концентраций вредных веществ в атмосфере и показал, что при проведении работ, концентрация на уровне СЗЗ не превысила допустимых нормативов.

За пределами промплощадки выбросами неорганизованных источников создаются приземные концентрации ниже 1 ПДК.

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что при проведении разведочных работ приведет к превышению предельно-допустимой концентрации. По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

Анализ расчета приземных концентраций показал, что на всех этапах проведения работ на границе СЗЗ превышение ПДК не наблюдается ни по одному ингредиенту.

Анализируя ориентировочные данные о количестве выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие на атмосферный воздух в период разведочных работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – местное (3) – площадь воздействия от 10 до 100 км² для площадных объектов или на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – постоянный (4) – продолжительность воздействия более 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Воздействие на водные объекты

Снабжение питьевой водой буровых бригад, находящихся в степи, осуществляется привозной водой в 1 л бутылках блоками со ст. Мукур или Жантерек. Воду будут поставлять согласно договора подрядные организации. Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденных приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209.

Вода для хозяйственно-бытовых нужд привозится также согласно договору специализированной организацией.

Буровые бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная. Для хранения воды питьевого качества предусмотрена емкость объемом 5,0 м³.

Максимальное количество человек, проживающих на территории лагеря, составляет 10 человек. Суточное потребление воды составляет 0,125 м³/сут.

Вода для технических нужд предназначена для приготовления бурового раствора, тампонажного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затворения цемента и для других технических нужд. Для технических нужд вода будет предоставляться подрядными организациями по договору со ст. Мукур или Жантерек.

Объемы потребляемой воды на территории объектов с учетом продолжительности работ, представлены в табл. 5.7.1. Объемы потребляемой воды приведены на максимальное потребление.

Баланс водоотведения и водопотребления при строительстве скважин

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /год	м ³ /сут.	м ³ /год
Питьевые нужды	0,125	10	365	1,25	456,25	1	365
Бытовые нужды	0,015	10	365	0,15	54,75	0,12	43,8

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Всего	-			1,4	511	1,12	408,8
Технические нужды	8,36	-	365	8,36	3051,4	6,688	2441,12
Итого:	-	-	-	8,36	3051,4	6,688	2441,12
				9,76	3562,4	7,808	2849,92

Баланс водоотведения и водопотребления при расконсервации скважины

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
Питьевые нужды	0,125	10	2	1,25	2,5	1	2
Бытовые нужды	0,015	10	2	0,15	0,3	0,12	0,24
Всего	-			1,4	2,8	1,12	2,24
Технические нужды	8,36	-	2	8,36	16,72	6,688	13,376
Итого:	-	-	-	8,36	16,72	6,688	13,376
				9,76	19,52	7,808	15,62

Баланс водоотведения и водопотребления при эксплуатации

Потребитель	Норма водопотребление, л	Количество, чел	Время работ, сутки	Водопотребление		Водоотведение	
				м³/сут.	м³/год	м³/сут.	м³/год
Питьевые нужды	0,125	10	365	1,25	456,25	1	365
Бытовые нужды	0,015	10	365	0,15	54,75	0,12	43,8
Всего	-			1,4	511	1,12	408,8
Технические нужды	8,36	-	365	8,36	3051,4	6,688	2441,12
Итого:	-	-	-	8,36	3051,4	6,688	2441,12
				9,76	3562,4	7,808	2849,92

Водоотведение. Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по самотечной сети в приемные отделения септик с насосной установкой, где происходит грубая механическая очистка стоков. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения близлежащего населенного пункта по договору.

Вывоз сточных вод осуществляет согласно договору заключенному со специализированной организацией ТОО «Макаттехсервис» или аналог.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации.

Наибольший объем БСВ в процессе производства образуется при охлаждении штоков шламовых насосов, мытье рабочей площадки буровой вышки, очистке буровых растворов от выбуренной породы и зачистке емкостей циркуляционной системы от осадка бурового раствора.

Буровые сточные воды представляют собой устойчивые многокомпонентные суспензии, содержащие нефть и нефтепродукты, минеральные и органические вещества, находящиеся в них в виде взвесей в растворенном и коллоидном состоянии. В растворенном виде в них присутствуют минеральные соли натрия, калия, кальция, магния и растворенные в воде химреагенты. Основными загрязнителями буровых сточных вод являются взвешенные частицы, 80% которых имеют размеры 2 мкм. Устойчивость последних дополнительно усиливается химреагентами, стабилизирующими водоглинистые суспензии.

Наиболее рациональным направлением утилизации буровых сточных вод является максимально возможное вовлечение их в систему оборотного водоснабжения с ориентацией на повторное использование для технических нужд бурения.

Сбросы сточных вод от производственных объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности отсутствуют.

В связи с этим отрицательное влияние на поверхностные и подземные воды проектируемые работы оказывать не будут, и попадание ГСМ, нечистот в них исключено. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Участок находится за пределами водоохранных зон и полос.

Основное воздействие на водные ресурсы может выражаться в:

- изменениях условий формирования склонового стока и интенсивности эрозионных процессов в районах проведения геологоразведочных (а именно оценочных) работ;
- загрязнение водотоков ливневым и снеговым стоком в районах проведения работ от объектов энергообеспечения, строительной техники и транспорта.

Подземные воды приурочены к протерозойским и палеозойским породам кристаллического

фундамента и мезозой-кайназойским рыхлым образованиям. Подземные воды коренных пород, в основном, распространены в горной части района. Здесь, преимущественно, развиты трещинно-карстовые воды, циркулирующие в карбонатных отложениях тамдинской серии.

Формирование подземных вод месторождения определяется взаимодействием нескольких факторов: климатических условий, характера рельефа местности, наличия рыхлого покрова, наличия тектонических нарушений и их коллекторских свойств.

Основным источником питания подземных вод района являются атмосферные осадки.

Подземные воды имеют низкую минерализацию, в пределах 0,4-0,8 г/л. По химическому составу преобладают воды гидрокарбонатно-сульфатные, либо сульфатно-гидрокарбонатные, а по катионному составу - кальциево-натриевые, кальциево-магниевого. Общая жесткость вод невелика и не превышает, как правило, 4-8 мг-экв/л, достигая в отдельных случаях 16,8 мг- экв/л.

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия - точечный (\\) - площадь воздействия менее 1га для площадных объектов

- временной масштаб воздействия - кратковременный (1) - продолжительность воздействия менее 10 суток

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - слабая (2) - изменения среды превышают естественные флуктуации, но среда полностью восстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (9-27) - изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые).

Намечаемые работы будут строго производиться в пределах отведенного земельного участка. Прямого воздействия на состояние водных ресурсов (забор воды из поверхностных и подземных источников, сброс сточных вод) предприятием оказываться не будет.

Для уменьшения загрязнения окружающей среды территории предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- циркуляция промывочной жидкости осуществляется по замкнутому циклу: скважина – циркуляционная система – приемные емкости – нагнетательная линия – скважина;
- соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;
- своевременный ремонт аппаратуры;
- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Рекомендации по охране подземных вод:

• Принятая конструкция скважины не должна допускать гидроразрыва пород при бурении, ликвидации нефтегазопоявлений. Для изоляции верхних горизонтов необходимо предусмотреть кондуктор, который цементируется до устья;

• Особое внимание при строительстве скважины должно быть уделено предотвращению межпластовых перетоков подземных вод при негерметичности ствола скважины. Для повышения крепления скважины должны быть использованы различные технические средства, совершенные тампонажные материалы, наиболее подходящие к конкретным условиям;

• Применение специальных рецептур буровых растворов при циркуляции в необсаженной части ствола скважины;

• Применение технологии цементирования, обеспечивающей подъем цементного кольца до проектных отметок и исключающей межпластовые перетоки в зонах активного водообмена после цементирования;

• Для предупреждения загрязнения водоносных горизонтов по стволу скважины должна быть установлена промежуточная колонна;

• Буровые сточные воды необходимо максимально использовать в оборотном водоснабжении (для повторного приготовления бурового раствора);

• Во избежание попадания загрязнений в почво-грунты, а затем и в подземные воды, все технологические площадки (под агрегатным блоком, приемной емкостью, насосным блоком, под блоком ГСМ и т.д.), покрываются изолирующими материалами. Технологические площадки сооружаются с уклоном к периферии. Сыпучие химические реагенты затариваются и хранятся под навесом для химических реагентов, обшитых с четырех сторон. Жидкие химические реагенты хранятся в цистернах на площадке ГСМ. Отработанные масла собираются в специальные емкости и вывозятся для дальнейшей регенерации.

Тепловое, электромагнитное, шумовое и др. воздействия

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при

проведении работ, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные излучения и т.д.

Физические факторы – вредные воздействия шума, вибрации, ионизирующего и неионизирующего излучения, изменяющие температурные, энергетические, волновые, радиационные и другие свойства атмосферного воздуха, влияющие на здоровье человека и окружающую среду. Источник вредных физических воздействий – объект, при работе которого происходит передача в атмосферный воздух вредных физических факторов (технологическая установка, устройство, аппарат, агрегат, станок и т.д.).

В районе намечаемых работ природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет. Радиационная обстановка соответствует гигиеническим нормативам и санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

К основным источникам физических воздействий (шум, вибрация) в период проведения работ относятся ДВС техники и автотранспорта.

Источники радиационного излучения на площадке отсутствуют.

К источникам шума, вибрации относятся: технологическое оборудование, вентиляторы, автотранспорт, электродвигатели. Источников теплового излучения на площадке нет.

Источников электромагнитного излучения на предприятии нет.

В районе расположения природных и техногенных источников радиационного загрязнения нет.

Загрязнение почвенного покрова отходами производства не ожидается, в виду того, что отходы будут строго складироваться в металлических контейнерах, с недопущением разброса мусора на территории участка.

Техногенное воздействие на земли месторождения проявляется главным образом в механических нарушениях почвенно-растительных экосистем, обусловленных дорожной дигрессией. В целом техногенное воздействие при проведении разведочных работ на состояние почв проявляется в слабой степени и соответствует принятым в республике нормативам. В целом воздействие в процессе проведения разведочных работ на участке на почву, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;
- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на участке планируется проводить следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- использование автотранспорта с низким давлением шин;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разливе нефти, нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтью, нефтепродуктами и другими загрязнителями; неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения;
- разработать и осуществить мероприятия по ликвидации очагов нефтезагрязнения и по рекультивации замазученных участков, в случае возникновения.

Воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат

При реализации комплекса работ, предусмотренного проектом разработки, значимых изменений рельефа не ожидается.

Проведение работ на месторождении будет сопровождаться разрушением почвенно-растительного слоя технологического оборудования, что может способствовать усилению процессов дефляции.

При соблюдении мероприятий по охране почвенно-растительного слоя от разрушения и загрязнения реализация проекта заметных изменений рельефа земной поверхности не вызовет.

Такие изменения земной поверхности, как деформации в результате техногенно обусловленных землетрясений и проседания земной поверхности, вызывающие разрушения эксплуатационных колонн и технологического оборудования, маловероятны.

Воздействие на недра при реализации проекта можно предварительно оценить, как низкое.

Химическое загрязнение территорий производственных площадок при соблюдении принятых проектом технических решений будет минимальным.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов на всех разведки.

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа углеводородами;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений;
- при газопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;
- проведение мониторинга недр на месторождении.
- Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

Оценка воздействия на растительность

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтно стабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтно стабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеродный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25% повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разведке будут являться:

- Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.
- Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопами газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.
- Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее

опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении и ремонте скважин), утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

В целом воздействие при разработке месторождения на растительность, при соблюдении проектных природоохранных требований, можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченное (2) – площадь воздействия до 10 км²;
- временной масштаб воздействия – продолжительное (3) – продолжительность воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается средней (9-27). Последствия испытываются, но величина воздействия достаточна низка в пределах допустимых стандартов.

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно- растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

- осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории. Вокруг площадки сделать ограждения;
- рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны. Расположение объектов на площадке должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования;
- ликвидация выявленных нефтезагрязненных участков;
- охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях;
- использование при проведении работ технически исправного, экологически безопасного оборудования и техники;
- использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки осуществлять только по утвержденным трассам;
- в местах хранения отходов исключить возможность их попадание в почвы;
- с целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотреть ведение производственного экологического контроля.

Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.).
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки.

Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной отдаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ, складировании производственно-бытовых отходов необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнёзд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить

передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т.п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;
- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Воздействие при разработке месторождения на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинга животного мира.

1.9. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности, в том числе отходов, образуемых в результате осуществления погребения существующих зданий, строений, сооружений, оборудования

1.9.1. Характеристика технологических процессов предприятия как источников образования отходов

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно

«Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;

- отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении и расконсервации скважин

Промасленная ветошь (150202*)

Отработанные масла (130206*)

Отработанные ртутьсодержащие лампы (200121*)

Емкости из под масла (150110*)

Тара из-под химреагентов (150110*)

Буровой шлам (010505*)

Отработанный буровой раствор (010506*)

Огарки сварочных электродов (120113)

Твердо-бытовые отходы (200301)

Металлолом (160117).

Основными отходами при эксплуатации месторождения являются:

Отработанные аккумуляторы (160601*)

Отработанные масла (130206*)

Промасленная ветошь (150202*)

СИЗ (замазученная)(опасные)

Отходы резинотехнических изделий (замазученные) (13 08 99*)

Отработанные масляные фильтры (160107*)

Отработанный антифриз (16 01 14*)

Донные шламы (05 01 03*)

Тара из-под химреагентов (150110*)

Отработанные картриджи (160213*)

Отработанные ртутные лампы (200121*)

Твердые бытовые отходы (200301)

Отработанные светодиодные лампы (20 01 36)

Металлолом (160117)

Огарки электродов (120113)

Отработанные автошины (160103)

Отработанные воздушные фильтры (15 02 03)

Пищевые отходы (20 01 08)

Бумага, картон (20 01 01)

Пластик (20 01 39)

Стекло (20 01 02)

Бракованное электрооборудование (160214).

Отработанные масла образуются после истечения срока годности и в процессе эксплуатации находящегося на балансе предприятий автотранспорта, а также в процессе замены промышленных масел в металлообрабатывающем оборудовании. По мере образования отработанные масла накапливаются в герметичных емкостях. В дальнейшем отработанные масла передаются по договору в специализированное предприятие.

Промасленная ветошь. Процесс, при котором происходит образование отхода: различные вспомогательные работы, эксплуатация и ремонт станков, оборудования, спецтехники и автотранспорта. Опасным компонентом являются нефтепродукты. Раздельный сбор и хранения отходов предусматривается в специальных контейнерах и на специально отведенных площадках, с последующей передачей сторонней организацией по договору.

Огарки сварочных электродов на предприятие образуются в результате проведения сварочных работ, которые осуществляются на передвижных постах электродуговой сварки. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно накапливаются в контейнере. По мере накопления огарки сварочных электродов сдаются в специализированное предприятие по договору.

Твердо-бытовые отходы собираются в металлических контейнерах, установленные на бетонные покрытия. Образуются в результате непроизводительной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий.

Отработанные ртутьсодержащие лампы образуются вследствие истощения ресурса времени работы в процессе освещения открытых площадок, производственных и административных помещений предприятия. По мере выхода из строя люминесцентные лампы складывают в таре завода-изготовителя в специализированном помещении, предназначенном для их хранения. По мере накопления, отработанные люминесцентные лампы передаются по договору в специализированное предприятие.

Буровой шлам образуется при бурении скважин. По мере накопления передается специализированным предприятиям. Хранится в металлических контейнерах и передается в специализированное предприятие.

Отработанный буровой раствор образуется при бурении скважин. По мере образования хранится в металлических контейнерах и передается специализированным организациям.

Тара из-под химреагентов образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства. По мере накопления отходы передаются сторонним организациям.

Металлолом на предприятие образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Лом черных металлов временно накапливается на площадках территории предприятия. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

Фильтры масляные устанавливаются в маслопроводе двигателей для очистки масла от технических примесей. Смена фильтров проводится при техническом обслуживании автомобиля, связанной с заменой масла или через 10000 км. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

Отработанные автошины образуются в процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры. Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

Нефтьшлам образуется при зачистке резервуаров, трубопроводов, технологических, дренажных емкостей. По мере образования временно хранится (накапливается) в металлических контейнерах на площадке с бетонированным основанием. По мере накопления передается для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию нефтьшлама.

Отработанные масляные фильтры

Смена фильтров проводится при техническом обслуживании автомобиля, связанной с заменой масла или через 10000 км. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные воздушные фильтры

Смена воздушных фильтров осуществляется через каждые 10 тыс. км у автотранспорта, 350

мото-часов у дизельных генераторов и 500 мото-часов у ГПЭС. Замена воздушных фильтров у автотранспорта и спецтехники производится в специализированных сервис-центрах, расчет образования не приводится. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные автошины образуются в процессе эксплуатации автотранспорта образуются изношенные автошины и автомобильные камеры. Количество изношенных шин автомобилей определяется по удельным показателям в зависимости от пробега автомобилей. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Буровой шлам образуется при бурении скважин. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Хранится в металлических контейнерах и передается в специализированное предприятие.

Отработанный буровой раствор образуется при бурении скважин. По мере образования хранится в металлических контейнерах и передается специализированным организациям.

Отходы тары из под ЛКМ

Образуются при использования лакокрасочных материалов. Собираются в металлический контейнер на строительной площадке и вывозятся в специализированную организацию, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Отработанные аккумуляторные батареи

В процессе эксплуатации генераторов, спецтехники и автотранспорта выходят из строя аккумуляторные батареи, которые подлежат списанию и сдаче по договору в специализированную организацию на переработку. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанный антифриз

В процессе эксплуатации газогенераторов и дизельных электростанций для оптимальной работы охлаждающей системы производится замена охлаждающей жидкости двигателей (антифриз) по результатам визуального осмотра. Замена антифриза от автотранспорта производится в специализированных сервис-центрах. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные картриджи

По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Отработанные светодиодные лампы образуются в результате утраты светодиодными лампами потребительских свойств. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Пищевые отходы образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи). Собираются в металлических контейнерах, установленные на бетонные покрытия. Образуются в результате не производственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий.

СИЗ (замазученная). Всем рабочим выдается спецодежда и средства индивидуальной защиты (СИЗ). Количество и тип спецодежды зависит от назначения. Зимняя спецодежда выдается 1 раз в два года, летняя спецодежда – 1 раз в год. Спецодежда по мере загрязнения подвергается химчистке. Сбор и хранения отходов предусматривается в специальных контейнерах и на специально отведенных площадках, с последующей передачей сторонней организацией по договору.

Отходы резинотехнических изделий (замазученные)

Замазученные резинотехнические изделия образуются в процессе ремонта оборудования, в основном насосов для перекачки нефти и представлены подлежащими замене прокладками, сальниками от насосов, резинками клапанов, поршней, ремнями и др. По мере накопления передаются для утилизации на договорной основе стороннему специализированному предприятию, имеющему лицензию на утилизацию данного вида отходов.

Применив отдельный сбор бумаги, стекла, пластмассы (пластика) и пищевых отходов от ТБО, соответственно из расчета формирования ТБО высчитываем процентное содержание бумаги,

пластмассы (пластика), стекла и пищевых отходов.

Все образованные отходы будут храниться в контейнерах с маркировкой с указанием содержимого, в соответствии с нормативными требованиями по хранению, а также в соответствии с рекомендациями поставщика или изготовителя. Контейнеры будут храниться в специально отведенных местах на достаточном удалении от любого взрыво- и пожароопасного участка. Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

1.9.2. Расчет количества образующихся отходов

Предварительный расчет количества образования отходов при бурении и расконсервации скважин

При бурении 1-ой эксплуатационной скважины общее 1364,5734 тонн (от 7-ми скважин 9552,0138), в том числе: Промасленная ветошь (150202*) 0,1334 т, Отработанные масла (130206*) 3,1375 т, Отработанные ртутьсодержащие лампы (200121*) 0,0079 т, Емкости из под масла (150110*) 0,2826т, Тара из-под химреагентов (150110*) 0,257 т, Буровой шлам (010505*) 648,0 т, Отработанный буровой раствор (010506*) 698,04 т, Огарки сварочных электродов (120113) 0,015 т, Твердо-бытовые отходы (200301) 12,7 т, Металлолом (160117) 2,0т.

При бурении 1-ой оценочной скважины общее 1364,5734 тонн, в том числе: Промасленная ветошь (150202*) 0,1334 т, Отработанные масла (130206*) 3,1375 т, Отработанные ртутьсодержащие лампы (200121*) 0,0079 т, Емкости из под масла (150110*) 0,2826т, Тара из-под химреагентов (150110*) 0,257 т, Буровой шлам (010505*) 648,0 т, Отработанный буровой раствор (010506*) 698,04 т, Огарки сварочных электродов (120113) 0,015 т, Твердо-бытовые отходы (200301) 12,7 т, Металлолом (160117) 2,0т.

При расконсервации скважины 299,3834 тонн, в том числе: Промасленная ветошь (150202*) 0,035 т, Отработанные масла (130206*) 6,244 т, Отработанные ртутьсодержащие лампы (200121*) 0,0079 т, Емкости из под масла (150110*) 0,2473 т, Тара из-под химреагентов (15 01 10*) 0,225 т, Буровой шлам (010505*) 133,48 т, Отработанный буровой раствор (010506*) 141,2424 т, Огарки сварочных электродов (120113) 0,0018 т, Твердо-бытовые отходы (200301) 7,9 т, Металлолом (160117) 10 т.

При эксплуатации образуются всего – 191,58276 т/год, в том числе: Отработанные аккумуляторы (160601*) 0,0072 т, Отработанные масла (130206*) 0,2325 т, Промасленная ветошь (150202*) 0,5486 т, СИЗ (замазученная)(опасные) 0,06 т, Отходы резинотехнических изделий (замазученные) (13 08 99*) 0,002 т, Отработанные масляные фильтры (160107*) 0,01028 т, Отработанный антифриз (16 01 14*) 0,044 т, Донные шламы (05 01 03*) 168 т, Тара из-под химреагентов (150110*) 0,39 т, Отработанные картриджи (160213*) 0,2 т, Отработанные ртутные лампы (200121*) 0,003 т, Твердые бытовые отходы (200301) 14,5 т, Отработанные светодиодные лампы (20 01 36) 0,0025 т, Металлолом (160117) 2 т, Огарки электродов (120113) 0,015 т, Отработанные автошины (160103) 0,1574 т, Отработанные воздушные фильтры (15 02 03) 0,01028 т, Пищевые отходы (20 01 08) 2,5 т, Бумага, картон (20 01 01) 2,3 т, Пластик (20 01 39) 0,28 т, Стекло (20 01 02) 0,22 т, Бракованное электрооборудование (160214) 0,1 т.

Таблица 1.9.2-1 – Сведения об утилизации отходов

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Методы утилизации
Отработанные масла	13 02 08*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Промасленная ветошь	15 02 02*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Тара из-под реагентов	15 01 10*	Складирование в специально отведенном оборудованном месте. Сдаются на договорной основе сторонней организации

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Лом черных металлов	17 04 07	Сортируются и собираются в специальноотведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Огарки электродов	12 01 13	Сортируются и собираются в специальноотведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Коммунальные отходы	20 03 01	Хранятся в специальных металлических контейнерах. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Использованные автошины	16 01 03	Сдаются на договорной основе сторонней организации
Люминесцентные лампы	20 01 21*	Сортируются и собираются в специально отведенные для них место. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Отработанные масляные фильтры	10 02 15	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации
Буровые отходы (БЩ, ОБР)	01 05 06*	Хранится на объекте в герметичных ёмкостях до наполнения. Сдаются на договорной основе сторонней организации

1.9.3. Процедура управления отходами

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключая возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

Передача отходов предусматривается в специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Все отходы, образуемые на предприятии, передаются по мере накопления сторонним организациям по договорам в срок не более 6 –ти месяцев с момента их образования.

Размещение отходов на предприятии исключено.

Обращение с отходами (временное хранение, транспортировка) осуществляется в соответствии с утвержденными санитарных правил определяющих санитарно- эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, накоплению, обращению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления на производственных объектах, твердых бытовых и медицинских отходов, разработанных в соответствии с пунктом 6 статьи 144 Кодекса Республики Казахстан от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения», Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 186.

Движение отходов на предприятии осуществляется под контролем службы охраны окружающей среды предприятия.

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разработан «Программа управления отходами производства и потребления».

Цель Программы – заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

Задачи Программы – определение путей достижения поставленной цели наиболее
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения. Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

- за объемом образования отходов;
- за транспортировкой отходов на месторождении;
- за временным хранением и отправкой на специализированные предприятия отдельных видов отходов.

На предприятии ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на месторождении налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на участке в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается средняя (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

1.9.4. Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;
- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

Передача отходов предусматривается в специализированных организациях имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, С УЧЕТОМ ИХ ХАРАКТЕРИСТИК И СПОСОБНОСТИ ПЕРЕНОСА В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ; УЧАСТКОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ

Месторождение Кемерколь расположено в юго-восточной части Прикаспийского бассейна и административно входит в состав Кызылкогинского района Атырауской области.

Основными путями сообщения в районе являются железная дорога Астрахань-Актюбинск, автомобильная дорога Атырау-Актобе, проходящие южнее, и грунтовые дороги.

Большая часть занята солонцеватыми и засоленными почвами.

На полупустынных почвах произрастают типчак, ковыль, полынь.

В орографическом отношении площадь работ расположена в междуречье Сагиз-Кайнар и представляет собой слабо расчлененную равнину, осложненную холмами, грядами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м до +150 м.

Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз, которая разливается в весенний период.

Согласно расчету рассеивания, расчетная санитарно-защитная зона составляет 500 метров для проведения проектируемых работ. Ввиду удаленности населенного пункта, намечаемая деятельность не будет оказывать негативное воздействие на жилые зоны и здоровье населения.

Учитывая, что при максимальной нагрузке рассматриваемых работ максимальные концентрации загрязняющих веществ наблюдаются непосредственно на площадке ведения работ, а на расстоянии 500 метров от крайних источников выброса суммарные концентрации загрязняющих веществ не превышают 1,0 ПДК, следовательно, можно сделать вывод о том, что негативное влияние на население рассматриваемого района исключается.

Ближайшие населенные пункты ст. Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, а районный центр – село Миялы в 120 км.

Сбросы производственных сточных вод при намечаемой деятельности отсутствуют.

Хозяйственно-бытовые сточные воды будут отводиться в септик и передаваться на очистные сооружения по Договору.

Договора будут заключаться непосредственно перед началом работ.

Намечаемая деятельность не предусматривает захоронение отходов.

Для предотвращения воздействия на здоровье персонала, задействованного на работах, сопровождающихся обильным выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух, необходимо применение средств индивидуальной защиты.

Режим использования воды и отведения сточных вод, а также вид, способ складирования и утилизации отходов (рассмотренные в соответствующих разделах) не окажут негативного влияния на здоровье населения района размещения производства.

Отходы производства и потребления будут складироваться в специальные контейнеры и передаваться по договору на утилизацию сторонним организациям.

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» в единые объекты разработки объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

Месторождение Кемерколь имеет сложное геологическое строение, характеризующиеся мелкоблоковым строением, установлена нефтеносность триасовых отложений.

С учетом геолого - литологического строения, термобарической характеристики продуктивных горизонтов и физико-химической характеристики нефти, учитывая сложившееся состояние разработки в данной работе выделение эксплуатационных объектов на месторождении остается прежним и выглядит следующим образом:

- I объект – гор. Т2-I пл.А (блок VI) Северо-западного крыла;
- II объект – горизонт Т2-I пл.В (блок III, VI) Северо-западного крыла;
- III объект – горизонт Т2-II (блок IV, VI) Северо-западного крыла;
- IV объект – горизонт Т2-III (блок III) Северо-западного крыла;
- V объект – горизонт Т2- V (блок I) Северо-западного крыла;
- VI объект – горизонт Т2-I пл.В (блок I) Юго-западного крыла.

4. К ВАРИАНТАМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Технологические показатели вариантов разработки

В рамках «Дополнения к проекту разработки месторождения Кемерколь», согласно МУ, рассмотрено два варианта дальнейшей разработки эксплуатационных объектов месторождения. Необходимость актуализации проектных решений обусловлена текущим состоянием разработки, результатами анализа разработки 2024 года, а также отсутствием проектных технологических показателей на перспективу.

При формировании вариантов разработки учитывались:

- текущее состояние эксплуатационного фонда;
- результаты ранее выполненных геолого-технических мероприятий;
- эффективность системы поддержания пластового давления;
- фактические показатели работы добывающих скважин;
- степень выработки запасов по отдельным блокам и объектам;
- техническая возможность проведения переводов, возвратов, бурения новых скважин и мероприятий по интенсификации добычи.

Расчетные варианты сформированы с учетом принципов рационального недропользования и направлены на обеспечение максимального вовлечения остаточных извлекаемых запасов в разработку при сохранении технологической и экономической эффективности эксплуатации месторождения.

В дополнении к проекту рассмотрены два варианта разработки:

1 вариант (базовый) – предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,3 тыс. т.

2 вариант (альтернативный) – предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

Основные отличия вариантов разработки

По сравнению с базовым вариантом во 2 варианте предусматриваются:

- проведение ЗБГС на скважине R104 III объекта в 2028 году;
- проведение ЗБГС на скважине R102 IV объекта в 2029 году;
- проведение ЗБГС на скважине №76Б V объекта в 2029 году;
- исключение бурения скважины R108 на II объекте;
- исключение бурения скважины R110 на III объекте;
- исключение бурения скважины R114 на V объекте;

Общие положения вариантов разработки

Для обоих вариантов разработки приняты следующие общие положения.

Забойное давление в добывающих скважинах принято на уровне не ниже давления насыщения, аналогично решениям, принятым в предыдущем проектном документе.

Ожидаемые дебиты нефти новых скважин приняты по аналогии с соседними скважинами, обводненность на уровне 50 %.

В рамках дополнения к проекту предусматривается проведение опытно-промышленных испытаний технологии повышения нефтеотдачи путем термического воздействия на пласт в скважине №9БИС. В качестве технологий теплового воздействия рассматриваются применение электродного нагревателя;

Проведение опытно-промышленных испытаний направлено на снижение вязкости нефти в призабойной зоне пласта, улучшение фильтрационных характеристик и повышение продуктивности скважины.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

С целью оценки технологической эффективности также предусматривается выполнение опытно-промышленных испытаний технологии РВП на скважине R104 с последующим анализом полученных результатов и определением целесообразности дальнейшего тиражирования данной технологии

Основными направлениями проектных решений являются:

- оптимизация существующего фонда скважин;
- вовлечение в разработку бездействующего фонда и скважин, находящихся в консервации;
- проведение переводов скважин между объектами и под систему ППД;
- бурение новых эксплуатационных скважин;
- проведение геолого-технических мероприятий, включая дострел, ОВП, ЗБГС и мероприятия

по термическому воздействию.

Ввод новых скважин и проведение геолого-технических мероприятий предусматриваются поэтапно с учетом текущего состояния разработки отдельных блоков и степени выработки запасов.

Бурение новых скважин предусматривается преимущественно на участках с остаточными извлекаемыми запасами и недостаточной степенью дренирования. При этом местоположение и количество проектных точек бурения подлежат уточнению и, при необходимости, корректировке по результатам переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ, выполнения нового пересчета запасов, а также разработки и утверждения последующего проектного документа.

Вариант 1 (базовый)

Первый вариант разработки предусматривает продолжение проектных решений, принятых по результатам анализа разработки месторождения в 2024 года, с реализацией комплекса мероприятий, направленных на поддержание текущего уровня добычи и вовлечение остаточных запасов в разработку.

I объект (T2-I, А блок VI)

Предусматривается:

- проведение дострела на скважине №4 в 2027 году;
- проведение ОВП на скважине №4, R105 в 2030 и 2033 годах (при этом дальнейшее проведение будет зависеть от эффективности и продолжительности ОВП).

II объект (T2-I, В блоки III, VI)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине №84 в 2027 и 2030 годах;
- перевод скважины R102 из IV объекта на II объект под ППД в 2027 году;
- бурение скважины R108 в 2028 году;
- бурение скважины R112 в 2029 году;
- бурение скважины R111 в 2030 году.

III объект (T2-II блок VI)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине R101 в 2028 году;
- бурение скважины R113 в 2029 году;
- бурение скважины R110 в 2030 году;
- перевод скважины №77 из III объекта под ППД на II объект в 2043 году.

IV объект (T2-III блок II)

Предусматривается:

- перевод скважины R102 на II объект в 2027 году;
- проведение термопрогрева на скважине №9БИС в 2027 году;
- бурение скважины R109 в 2028 году.

V объект (T2-V блок I)

Предусматривается:

- вывод из консервации скважины №76Б в 2027 году;
- бурение скважины R114 в 2031 году.

VI объект (T2-I, В блок I)

Предусматривается:

- проведение ОВП на скважине №73 в 2027 году;
- перевод скважины №95 из добывающего фонда в систему ППД в 2028 году.

Таким образом, базовый вариант ориентирован на поддержание стабильной разработки месторождения за счет оптимизации действующего фонда, бурения новых скважин, проведения мероприятий по интенсификации добычи и расширения системы поддержания пластового давления.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Вариант 2

По большинству объектов мероприятия альтернативного варианта аналогичны базовому варианту. Отличия предусматриваются по следующим объектам.

II объект (T2-I, В блоки III, VI)

В отличие от базового варианта бурение скважины R108 в 2028 году не предусматривается.

III объект (T2-II блок VI)

Проведение ЗБГС на скважине R104 в 2028 году вместо бурения скважины R110 в 2030 году.

Применение ЗБГС на III объекте позволит увеличить охват пласта дренированием, вовлечь в разработку слабовыработанные зоны залежи и обеспечить дополнительный прирост добычи нефти.

IV объект (T2-III блок II)

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине R102 в 2029 году.

V объект (T2-V блок I)

Дополнительно предусматривается проведение ЗБГС на скважине №76Б в 2029 году.

В целом альтернативный вариант характеризуется более интенсивным вовлечением остаточных запасов в разработку и предусматривает применение технологий, направленных на увеличение коэффициента охвата залежей дренированием, повышение продуктивности скважин.

Год	Объект	Скважина	Мероприятие	1 вариант	2 вариант	ожидаемый дебит нефти, т/сут
2027	I (T2-I, А блок VI)	4	Дострел	✓	✓	4
2027	I (T2-I, А блок VI)	R106	ПВЛГ на 2 объект из бд	✓	✓	
2030	I (T2-I, А блок VI)	4	ОВП	✓	✓	4
2030	I (T2-I, А блок VI)	R105	ОВП	✓	✓	4
2033	I (T2-I, А блок VI)	4	ОВП	✓	✓	4
2033	I (T2-I, А блок VI)	R105	ОВП	✓	✓	4
2027	II (T2-I, В блок III, VI)	84	ОВП	✓	✓	4
2027	II (T2-I, В блок III, VI)	R106	ПВЛГ из I объекта на II объект	✓	✓	
2027	II (T2-I, В блок III, VI)	R102	ПВЛГ из IV объекта на II объект под ИПД	✓	-	
2028	II (T2-I, В блок III, VI)	R108	Бурение	✓	—	10
2029	II (T2-I, В блок III, VI)	R112	Бурение	✓	✓	6
2030	II (T2-I, В блок III, VI)	84	ОВП	✓	✓	5
2043	II (T2-I, В блок III, VI)	77	ПВЛГ на 2 объект	✓	✓	5
2028	III (T2-II блок VI)	R104	ЗБГС (бд)	—	✓	10
2028	III (T2-II блок VI)	R101	ОВП	✓	✓	3
2029	III (T2-II блок VI)	R113	Бурение	✓	✓	7
2030	III (T2-II блок VI)	R111	Бурение	✓	✓	5
2030	III (T2-II блок VI)	R110	Бурение	✓	—	5
2043	III (T2-II блок VI)	77	Выбытие на II объект. (ПВЛГ из III объекта)	✓	✓	
2027	IV (T2-III блок III)	R102	Выбытие на II объект. (ПВЛГ из IV объекта)	✓	-	
2027	IV (T2-III блок III)	9БИС	Термопрогрев	✓	✓	3
2028	IV (T2-III блок III)	R109	Бурение	✓	✓	3
2029	IV (T2-III блок III)	R102	ЗБГС	—	✓	10
2027	V (T2-V блок I)	76Б	Вывод из консервации	✓	✓	4
2029	V (T2-V блок I)	76Б	ЗБГС	—	✓	6
2031	V (T2-V блок I)	R114	Бурение	✓	—	4
2027	VI (T2-I, В блок I)	73	ОВП	✓	✓	2
2028	VI (T2-I, В блок I)	95	Перевод из б/д в ИПД	✓	✓	

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребитизации объекта, выполнения отдельных работ)

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Кемерколь.

Вариант 1 (Рекомендуемый). предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,6 тыс. т.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 47 лет (2026-2072 гг.);
- максимальная добыча нефти достигается в 2030 г. и составит 22.6 тыс.т;
- обводненность на конец рентабельного периода – 97.3 %;
- ввод скважин из бурения, 7 добывающих;
- темп бурения – 2 скв./год;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период составит 382.4 тыс.т, при этом коэффициент извлечения достигнет 0,250 д.ед.

Вариант 2 (альтернативный). предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Различная последовательность работ, разные технологии, машины, оборудование, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели согласно данного проекта разработки не предусмотрены.

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.3. Различная последовательность работ

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.4. Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.6. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.7. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Транспортная сеть района представлена обширной сетью временных и постоянных автомобильных дорог. Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- транспортировку грунта по дорогам на промплощадке предприятия;
- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение;

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

- перевозку персонала

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.8. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5. ПОД ВОЗМОЖНЫМ РАЦИОНАЛЬНЫМ ВАРИАНТОМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПОНИМАЕТСЯ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ПРИ КОТОРОМ СОБЛЮДАЮТСЯ В СОВОКУПНОСТИ СЛЕДУЮЩИЕ УСЛОВИЯ

5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия:

1) отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления;

Реализация решений, предусмотренных проектом, является природоохранным мероприятием, будет осуществлено на техногенно-нарушенной территории (месторождение Кемерколь), носит относительно временный характер. Обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта, отсутствуют.

Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые решения.

5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

Недропользователи обязаны проводить мероприятия направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

Рекультивация земель — это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды. Целью разработки проекта рекультивации земель является определение основных решений, обеспечивающих наиболее эффективное проведение мероприятий с минимумом затрат: установление объемов, технологии и очередности производства работ, определение сметной стоимости рекультивации.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Область применения – месторождение Кемерколь компании ТОО «АП-Нафта Оперейтинг».

Выбранный вариант осуществления намечаемой деятельности соответствует целям и характеристикам объекта.

5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройства объекта. На период проектируемых работ сырье и материалы закупаются у специализированных организаций.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь.

В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 2 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км.

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве разведочных работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарногигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время автотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

При проведении работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросов незначительны и будут осуществляться на различных локальных участках, продолжительность воздействия также не значительная, т.к. работы носят временный характер. Зона влияния будет ограничиваться территорией воздействия, на которой будет производиться рассеивание загрязняющих веществ.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

В период миграции животных и птиц разведочные работы проводиться не будут.

6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.

Общими признаками для описываемых почв являются: высокая карбонатность, щелочная реакция почвенного раствора, присутствие водно-растворимых солей (хлористых и

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

сернокислых), отсутствие макроструктуры, слоистое сложение, высокая биогенность и малое содержание гумуса.

Серо-бурые пустынные обычные почвы на описываемой территории встречаются на повышенных участках плато в различного рода комбинациях с серо-бурыми солонцеватыми почвами, солонцами пустынными, солончаками и takyрами. Профиль их хорошо дифференцирован на генетические горизонты. По содержанию легкорастворимых солей серо-бурые суглинистые почвы, как правило, солончаковаты. Со второго полуметра количество солей в них резко возрастает и может достигать 1,0 и более процента. Увеличение происходит, главным образом, за счет сульфатов кальция. Описываемые почвы на глубине около одного метра могут содержать до 25% гипса, что определяется особенностями почвообразующих пород.

Почвообразующими породами здесь служат отложения третичного и мелового возраста богатые сульфатом кальция. По механическому составу в зависимости от состава материнских пород преобладают средние - и легкосуглинистые разновидности. Количество илистых частиц невелико, и наблюдается некоторое увеличение их в средней части профиля. Суглинистые почвы по своим параметрам наиболее полно соответствуют подтиповым показателям зональных серо-бурых почв настоящих пустынь.

Серо-бурые пустынные солонцеватые почвы встречаются на более низких поверхностях небольшими массивами и пятнами, либо на фоне обычных зональных почв, либо в комплексе с солонцами пустынными. Они формируются, как правило, на более тяжелых по механическому составу отложениях. По своим основным морфологическим признакам во многом сходны с серо-бурыми обычными почвами, но отличаются от них более отчетливой дифференциацией профиля на генетические горизонты и меньшей мощностью гумусового горизонта, но более плотной ноздреватой коркой. А также наличием иллювиального солонцеватого горизонта, имеющего плотное сложение, ореховатую или глыбистую со слабой глянцевитостью структуру и наличием слабозаметных выделений солей в нижних горизонтах. Солонцеватые почвы беднее обычных по содержанию гумуса и питательных веществ. Отличительной особенностью этих почв является также состав поглощенных оснований. На фоне общей невысокой емкости обмена в иллювиальном горизонте происходит некоторое увеличение ее величины (с 10 до 16 мг-экв на 100 г почвы).

Серо-бурые солонцеватые почвы в большинстве случаев засолены уже с глубины 30-50 см. Преобладают сульфатный и хлоридно-сульфатный тип засоления. В иллювиальном горизонте нередко отмечается повышенная общая щелочность. Во втором полуметре часто появляется гипс.

Серо-бурые пустынные эродированные почвы образуются на обнажениях, крутых и пологих шлейфах чинков третично-мелового плато и останцев. Их маломощный примитивный почвенный профиль, зачастую красноцветный, защебененный, засоленный и содержащий значительное количество гипса, сохраняет некоторые морфо-генетические свойства серо-бурых пустынных почв. Физико-химические свойства этих почв в зависимости от условий их формирования могут колебаться в широких пределах.

Серо-бурые takyровидные почвы встречаются, как правило, в сочетании с takyрами в обширных плоских понижениях среди равнин описываемого региона. Здесь они занимают несколько повышенные элементы рельефа, сложенные, в основном, суглинистыми отложениями. В профиле этих почв отчетливо выражены takyровидная корка, разбитая трещинами на полигоны, слоеватый рыхлый подкорковый горизонт и бурый уплотненный иллювиальный горизонт, имеющий комковато-ореховатую структуру. В верхней части почвы пресные, но уже с глубины 30 см в них отмечается повышенное содержание легкорастворимых солей. Реакция почвенного раствора по всему профилю колеблется в пределах 8,3-8,7. Емкость поглощения почв невысокая. Среди поглощенных оснований абсолютно преобладают кальций и магний. В корковом горизонте отмечается некоторое увеличение доли поглощенного натрия. По механическому составу эти почвы представлены в основном легкосуглинистыми разновидностями.

Солонцы пустынные солончаковые обычно образуют своеобразные комплексы с зональными автоморфными почвами, формируясь, как правило, в различных по форме и площади микропонижениях на равнине, или на шлейфах чинков и останцах третично-мелового плато. Профиль солонцов имеет четкую дифференциацию на генетические горизонты. Показателем солонцеватости являются также сильнощелочная реакция почвенного раствора (pH до 9,8) и высокая общая щелочность. По содержанию воднорастворимых солей почти все пустынные солонцы солончаковые с хлоридно-сульфатно-натриевым или сульфатно-хлоридно-натриевым типом засоления. Сумма легкорастворимых солей уже в солонцовом горизонте может достигать нескольких десятых долей процента.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

По гранулометрическому составу, особенно по содержанию илистых частиц, вертикальный профиль солонцов дифференцирован на два горизонта: элювиальный и иллювиальный. Первый обеднен тонкодисперсными частицами, а во втором, наоборот, наблюдается их накопление. Среди солонцов пустынных преобладают тяжелосуглинистые и суглинистые разновидности.

Солончаки обыкновенные имеют широкое распространение на описываемой территории и формируются в различного рода замкнутых понижениях под влиянием сильно минерализованных грунтовых вод, залегающих на глубине 1,5-3,0 м или в нижних частях шлейфов чинков, где на дневную поверхность выходят засоленные породы и куда сносятся легкорастворимые соли. Общим для них является высокое содержание легкорастворимых солей по всему профилю. Химизм засоления хлоридно-сульфатный. Эти почвы характеризуются высоким содержанием карбонатов, щелочной реакцией водной суспензии и суглинистым механическим составом.

Солончаки луговые встречаются крайне ограниченно на территории, прилегающей с востока к урочищу Мынбулак, и приурочены к редким выходам на дневную поверхность подземных артезианских вод. Они формируются под воздействием минерализованных поверхностных или грунтовых вод, залегающих на глубине около 1-2 м. Отличительной особенностью таких солончаков является значительная засоленность верхних горизонтов, уменьшающаяся с глубиной.

Солончаки соровые встречаются повсеместно в замкнутых понижениях. Накопление солей в сорах происходит за счет приноса их с тальми водами с вышележащих территорий и подпитывания рассолами, залегающими на глубине 0,5-1,5 м. В соровых солончаках весь профиль имеет очень высокую степень засоления. Процесс почвообразования в них выражен очень слабо и поэтому под солевой коркой залегает, обычно, бесструктурная, мокрая, вязкая масса, насыщенная солями.

Такыры распространены повсеместно в отрицательных элементах рельефа, служащих зоной аккумуляции жидкого и твердого геохимического стока с окружающих более высоких поверхностей. Поверхность такыров ровная, разбита трещинами на полигональные отдельности. Типичными морфологическими признаками такыров является плотная палево-серая пористая корка, разбитая широкими трещинами на крупные полигональные отдельности. Мощность ее до 5-7 см. Под коркой залегает более темный чешуйчатый горизонт, переходящий в слитую глыбистую слоистую массу со следами окислительно-восстановительных процессов (ржавые, глеевые пятна и примазки). В отличие от обычных такыров, такыры, формирующиеся среди третично-меловых возвышений, имеют менее прочную корку со слабой пористостью, часто кирпично-красного цвета.

По гранулометрическому составу материалы генетических слоев не отличаются отсортированностью. В профиле встречаются крупные песчинки и гравий. Содержание легкорастворимых солей в верхних слоях незначительное, но с глубины 15-20 см резко повышается и придает этим почвам солончаковатый характер. В составе солей преобладают сульфаты. Такыры содержат значительное количество карбонатов по всему профилю. Реакция водной суспензии - щелочная.

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Современная речная сеть с постоянным поверхностным стоком очень редка при сравнительно большой густоте овражной сети с временным стоком. Гидрографическая сеть в целом была сформирована в дочетвертичное и древнечетвертичное время (в период каспийских трансгрессий).

Ближайшим водным объектом, является река Сагыз, расположенное на расстоянии около 21 км.

Сагыз — солоноводная река на северо-западе Казахстана. Протекает по Актюбинской и Атырауской областям.

Длина реки составляет 511 км, площадь бассейна 19 400 км². Ширина реки — от 3 до 48 м, глубина от 0,3 до 2 м. Средний расход воды в нижнем течении (в 31 км от устья) — около 2 м³/с. Дно преимущественно песчаное.

Сагыз берёт своё начало на Подуральском плато в месте слияния рек Кызыладыльсай и Даулда. Высота истока — 140 м над уровнем моря. Оканчивается в 10-12 км южнее солончаков Тентексора Прикаспийской низменности.

Питание снеговое, дождевое, с преобладанием снегового. Пойма реки открытая, поросшая камышом и местами заболоченная; ширина от 1 до 4 км с многочисленными протоками, пересыхающими руслами и промоинами до 4 м глубиной.

В летний период в верховьях и низовьях пересыхает, разбивается на отдельные плёсы и протоки с солоноватой водой. В ноябре замерзает, вскрывается в конце марта — первой половине апреля. Берега преимущественно пологие, в некоторых местах обрывистые высоток от 2 до 7 м (длиной до 2 км). Сагыз активно используется для орошения.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

В истории известна тем, что на реке Сагыз в мае 1614 года произошёл бой отряда русских конных стрельцов в 30 человек, охранявших посольство царя Михаила Фёдоровича к персидскому шаху Аббасу, с отрядом кочевников: «на реке Секиз Карнал на них наехали татаровя человек с 200 и больше, а того подлинно не ведают: калмыки ль, или туркменцы, с ними бились с обеда до вечера».

Физические свойства и химический состав пластовых вод

Водоносы выделены по ГИС. Притоки воды, от соленой до рапы, очень слабые – по данным прослеживания уровня и записям манометра. Дебиты изменяются от 1,6 до 4,5 м³/сут. Соленость высокая, за исключением горизонтов меловых отложений (турон-сантон), где наиболее пресные воды, а в понижениях рельефа с напорами до самоизлива. Одна из таких скважин расположена рядом со скважиной №3 с дебитом 3,5 л/с. Глубина залегания песчаного пласта изменяется в интервалах: 170 – 190м – на поднятиях и 230 – 270м - в прогибах и грабенах. Минерализация воды меняется соответственно 1,2 г/л и 2,7 г/л. Пробы воды, отобранные при опробовании скв. №9 в инт. 1293-1264 м и 1225-1159 м (КИИ – 146), показали минерализацию от 33,1 до 59,4 г/л. В скв. №10 –на глубине в инт. 1514 – 1507м и в пластах на гл. 1452 – 1447 и 1441 – 1437м получены притоки пластовой воды, с минерализацией 45,2 и 44,3 г/л и дебитом около 2,5 м³/сут, что указывает на низкие коллекторские свойства водоносов, т.к. поровое пространство выполнено углистым и карбонатным материалом в средне – и мелкозернистом песчанике.

Учитывая значительную удаленность водных объектов от площадки проведения работ, можно говорить о том, что намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохранных зон и полос водных объектов.

В связи с вышеизложенным, гидроморфологических изменений, а также изменений количества и качества подземных вод не прогнозируется.

6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в Кзылкогинском районе не осуществляются. Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к в Кзылкогинском районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.5-1.

Таблица 6.5-1. Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		2
0405	Пентан (450)	100	25		4
0410	Метан (727*)			50	
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	15			4
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			3
0621	Метилбензол (349)	0,6			3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05	
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3

6.6. Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании разведочных работ учитываются требования в области ООС. На предприятии будут постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путем гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;
- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;
- при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения;

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Данный раздел написан согласно главе 3 п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424.

1. Намечаемая деятельность не затрагивает и не оказывает косвенное воздействие на:

- территории Каспийского моря (в том числе заповедной зоны), особо охраняемых природных территорий, их охранных зон, территорий земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; территории природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений;

- участки размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; - территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения;

- территории населенных пунктов или его пригородной зоны;

- территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия.

Намечаемая деятельность не включает лесопользование, использование нелесной растительности, специальное водопользование, пользование животным миром, использование невозобновляемых или дефицитных природных ресурсов, в том числе дефицитных для рассматриваемой территории.

Реализация данного проекта не предусматривает изъятие земель, что не повлечет за собой сокращения мест обитания животных и не приведет естественному уменьшению их кормовой базы.

Намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохранных зон и полос водных объектов, не предусматривает организацию сбросов загрязненных стоков в водные объекты и окружающую среду и не окажет диффузного загрязнения водных объектов.

На территории рассматриваемого участка отсутствуют месторождения подземных вод. Учитывая выше сказанное, планируемые работы не создадут риски загрязнения водных объектов.

При соблюдении технических решений, предусмотренных проектом, намечаемая деятельность не приведет к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

Намечаемая деятельность не приведет к экологически обусловленным изменениям демографической ситуации, рынка труда, условий проживания населения и его деятельности, включая традиционные народные промыслы.

Намечаемая деятельность планируется на территории, где отсутствуют объекты, имеющие особое экологическое, расположенные вне особо охраняемых природных территорий, земель оздоровительного, связанных с особо охраняемыми природными территориями.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на компоненты природной среды, важные для ее состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами (например, водно-болотные угодья, водотоки или другие водные объекты, горы, леса).

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозий, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения. Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

Намечаемая деятельность предусматривает Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь.

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и попуттилизацию объекта) ТОО «АП – Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы. Бурение добывающих скважин предусмотрено на 2023- 2024 годы. Вывод из консервации скважин предусмотрены на 2023-2026 годы.

При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс 0,00535 т/год, Марганец и его соединения 2 класс 0,00046 т/год, Азота (IV) диоксид 2 класс - 27,64692096 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)3 класс - 27,0242575 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3класс- 10,91345064 т/год, Сера диоксид 3класс - 22,3906223 т/год, Сероводород 2класс - 0,26844308 т/год, Углерод оксид 4 класс -27,9054564 т/год, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 класс) 0,000375 т/год, Фториды неорганические плохо растворимые 2 класс - 0,00165 т/год, Бутан (4класс) 3,901069 т/год, Гексан (4 класс) 0,1171241 т/год, Пентан (4 класс) 0,43617155 т/год, Метан - 22,47987769 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 0,7449961 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 98,1908518 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) - 50,8654356 т/год, Бензол (2 класс) 0,4028 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0,1267 т/год, Метилбензол (3 класс) 0,2532 т/год, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0,20349 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0,20349 т/год, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)0,000073 т/год, Алканы C12-19 (4 класс) 23,4407224 т/год, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 0,0007 т/год.

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

Сбросы загрязняющих веществ: Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра осуществляться не будут. Отвод хозяйственно-бытовых стоков проектом предусмотрен в биотуалет с последующим вывозом ассенизаторской машиной по договору со спецорганизацией.

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит 141,1 м3/период ведения буровых работ на 1-ой скважине. При выводе из консервации скважины составляет 15,62 м3/период. При эксплуатации водоотведения будет составлять 2849,92 м3/год. Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей отсутствуют.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются твердые бытовые отходы (ТБО). Твердые бытовые отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Накопление и размещение отходов на месте их образования осуществляется в соответствии с соблюдением экологических требований на специально оборудованной площадке. По мере накопления отходы вывозятся с территории предприятия, согласно договору со специализированной организацией имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета по фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, контейнерах и иных объектах хранения).

Программой управления отходами учтены требования ст. 320 ЭК о временном складировании отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению; требования к разделному сбору отходов ст.321 ЭК.

Недропользователь обязуется соблюдать требования п.2 ст.320 Экологического кодекса РК, образуемые отходы производства и потребления будут временно складироваться на специально отведенном участке на срок не более шести месяцев до даты их сбора и передачи специализированным организациям.

Также учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. - сроки хранения ТБО в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также при своевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам на предприятии не предусмотрено.

11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ;
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – *низкая*.

11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы химреагентов, ГСМ;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямое социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Примерные масштабы неблагоприятных последствий

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействием высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МООС РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности).

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия - Местное воздействие (4) - площадь воздействия от 10 до 100 км².
- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продол-

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

жительность воздействия от 3 лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Сильное воздействие (4) - Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Для определения интегральной оценки воздействия горных работ на компоненты окружающей среды выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 64 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается как воздействие высокой значимости.

11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при разведке на предприятии:

- ✓ Разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- ✓ Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;

- ✓ Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;

- ✓ Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведется контроль за планировочными работами;

- ✓ Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;

- ✓ Проводится контроль технического состояния оборудования;

- ✓ Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;

- ✓ При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;

- ✓ Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;

- ✓ Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;

- ✓ Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее

«жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;

- ✓ Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;

- ✓ Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий.

- ✓ Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;

- ✓ Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;

- ✓ Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

- ✓ Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;
- ✓ Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- ✓ Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- ✓ Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- ✓ Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках **устанавливаются** передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок по технике безопасности.
- ✓ Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

11.7. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, поддерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРИ НАЛИЧИИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ОЦЕНКЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ – ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ВКЛЮЧАЯ НЕОБХОДИМОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В СРАВНЕНИИ С ИНФОРМАЦИЕЙ, ПРИВЕДЕННЫЙ В ОТЧЕТЕ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ)

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

Основным загрязнением атмосферы на период разработки месторождения является пыление, негативно воздействующее на состояние окружающей среды и здоровье человека.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 50%;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 50%.

ТБО сортировка согласно морфологического состава (48%) от общей массы, заключение договоров для дальнейшей передачи сторонним организациям на утилизацию или переработку вторичного сырья.

По окончании работ, пройденные поверхностные горные выработки будут засыпаны и рекультивированы.

Предусматривается строгий запрет на охоту и рыбалку в запрещенные сроки и запрещенными методами.

Обеспечение санитарно-гигиенических и экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод; организация зоны санитарной охраны.

Оборудование и т.п. должны быть из числа разрешенных органами санитарно-эпидемиологического надзора.

Осуществление санитарно-гигиенических мероприятий, направленных на поддержание санитарно - гигиенического состояния, предупреждения производственной заболеваемости и травматизма.

Обеспечение мониторинга окружающей среды. Мониторинг состояния пром. площадки заключается в периодическом контроле. Контроль должен проводиться аккредитованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам.

В целях предотвращения загрязнения почвы проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- тщательная регламентация проведения работ, связанных с загрязнением и нарушением рельефа;
- минимизировать нарушение и эрозию почв за счет использования существующих дорог и площадок;
- использование поддонов под механизмами для исключения утечки и проливов ГСМ и предотвращения загрязнения почв нефтепродуктами;
- восстановление нарушенных земель после полного окончания работ на участке с возвратом плодородного слоя на место после завершения работ.

По завершению работ, связанных с перемещением грунта, необходимо провести работы по рекультивации земель в соответствии с условиями Кодекса «О недрах и недропользовании» и статьей 238 Экологического кодекса Республики Казахстан.

В целях минимизации возможного воздействия отходов на компоненты окружающей среды необходимо осуществлять ряд следующих мероприятий:

- раздельный сбор различных видов отходов;
- для временного хранения отходов использование специальных контейнеров, установленных

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

на оборудованных площадках;

- обеспечить раздельное хранение твердо-бытовых отходов в контейнерах в зависимости от их вида;
- содержать в чистоте контейнеры, площадки для контейнеров, близлежащую территорию, оборудовать контейнерные площадки в соответствии с санитарными нормами и правилами;
- сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременная передача специализированным организациям для дальнейшей утилизации; сбор в специальных емкостях на отведенных площадках и своевременный вывоз на полигон отходов ТБО;
- оборудование специальных площадок, согласно действующих СНиП в РК, для временной парковки спецтехники и автотранспортных средств, а также временного хранения
- необходимого оборудования и материалов, используемых при проведении работ;
- очистка территории от мусора и остатков всех видов отходов, а также вывоз контейнеров с ними для утилизации в согласованные места после завершения строительных работ.

13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 240 и ПУНКТОМ 2 СТАТЬИ 241 КОДЕКСА

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;
- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;
- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

Все работы будут выполняться с учетом требований статьи 17 Закона Республики Казахстан "Об охране воспроизводства и использования животного мира".

14. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ НЕОБРАТИМЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ, ВЛЕКУЩИХ ТАКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОТЕРИ, В ЭКОЛОГИЧЕСКОМ, КУЛЬТУРНОМ, ЭКОНОМИЧЕСКОМ И СОЦИАЛЬНОМ КОНТЕКСТАХ

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери в экологическом, культурном и социальном контекстах.

Характеристика возможных форм негативного воздействия на окружающую среду:

1. Воздействие на состояние воздушного бассейна в период работ объекта может происходить путем поступления загрязняющих веществ, образующихся при проведении ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РАБОТ. Масштаб воздействия - в пределах границ промплощадки.

2. Физические факторы воздействия. Источником шумового воздействия является шум, создаваемый при работе используемой техники и оборудования. Возникающий при работе техники шум, по характеру спектра относится к широкополосному шуму, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени и является эпизодическим процессом.

3. Воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров. Перед началом проектируемых работ проектируется снятие почвенно-плодородного слоя по всей длине канав, со складированием его в непосредственной близости от места проведения горных работ для дальнейшей рекультивации нарушенных земель. Масштаб воздействия - в пределах существующего земельного отвода.

4. Воздействие на животный мир. На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения. Животный мир не подвержен видовому изменению, соответственно воздействие на животный мир не происходит. Масштаб воздействия – временный, на период горных работ. Охота и рыбалка на данном участке запрещена. В период миграции животных и птиц разведочные работы будут приостановлены.

5. Воздействие отходов на окружающую среду. Система управления отходами, образующиеся в процессе разведки, будет налажена. Практически все виды отходов будут передаваться специализированным организациям на договорной основе имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Положительные формы воздействия, представлены следующими видами:

1. Изучение и оценка целесообразности проведения в последующем горных работ.

2. Создание и сохранение рабочих мест (занятость населения). Создание рабочих мест - основа основ социально-экономического развития, при этом положительный эффект от их создания измеряется далеко не только заработной платой. Рабочие места – это также сокращение уровня бедности, нормальное функционирование городов, а кроме того - создание перспектив развития. По мере создания новых рабочих мест, общество процветает, поскольку создаются благоприятные условия для всестороннего развития всех членов общества, что в свою очередь, снижает социальную напряженность. Политика в области охраны окружающей среды не должна стать препятствием для создания рабочих мест.

3. Поступление налоговых платежей в региональный бюджет. Налоговые платежи являются важной составляющей в формировании государственного бюджета, за счет которого формируется большая часть доходов от населения, приобретаются крупные объемы продукции, создаются госрезервы. Стабильное поступление налоговых платежей для формирования бюджета имеют особую важность для всех сфер экономической жизни.

4. Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах новостроек, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, арте- фактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все зем- ляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

– в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

В местах расположения курганов разведочные работы проводиться не будут.

5. Территория проведения работ находится за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

6. Площадка располагается на значительном расстоянии от поверхностных водотоков, вне водоохраных зон. Сброс стоков на водосборные площади и в природные водные объекты исключен. Изъятия водных ресурсов из природных объектов не требуется.

15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее – послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершён не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.

- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;

- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;

- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;

- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;

- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);

- своевременное проведение работ по рекультивации земель;

- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана

- установка контейнеров для мусора

- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

1. Экологический Кодекс РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" Утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
3. Инструкции по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
4. Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива РК. РНД 211.3.02.01-97.
5. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы, 1996г.
6. Методические указания по расчету выбросов за грязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке твердых бытовых отходов и промотходов. ВНИИГАЗ, М., 1999
7. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №8 к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от «12» июня 2014 года №221-Ө

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

Методологические аспекты оценки воздействия выполнялись на определении трех параметров:

- пространственного масштаба воздействия;
- временного масштаба воздействия;
- интенсивности воздействия.

Общая схема для оценки воздействия:

1. Выявление воздействий
2. Снижение и предотвращение воздействий
3. Оценка значимости остаточных воздействий

По каждому выявленному возможному воздействию на окружающую среду проводится оценка его существенности.

Воздействие на окружающую среду признается существенным во всех случаях, кроме случаев соблюдения в совокупности следующих условий:

1. воздействие на окружающую среду, в силу его вероятности, частоты, продолжительности, сроков выполнения работ, пространственного охвата, места его осуществления, кумулятивного характера и других параметров, а также с учетом указанных в заявлении о намечаемой деятельности мер по предупреждению, исключению и снижению такого воздействия и (или) по устранению его последствий;

2. не приведет к деградации экологических систем, истощению природных ресурсов, включая дефицитные и уникальные природные ресурсы;

3. не приведет к нарушению экологических нормативов качества окружающей среды;

4. не приведет к ухудшению условий проживания людей и их деятельности, включая: состояние окружающей среды, влияющей на здоровье людей; посещение мест отдыха, туризма, культовых сооружений и иных объектов; заготовку природных ресурсов, использование транспортных и других объектов; осуществление населением сельскохозяйственной деятельности, народных промыслов или иной деятельности;

5. не приведет к ухудшению состояния территорий и объектов, осуществляемых в особо охраняемых природных территориях, в их охранных зонах, на землях оздоровительного, рекреационного и историкокультурного назначения; в пределах природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений; на участках размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; на территории (акватории), на которой компонентам природной среды нанесен экологический ущерб; на территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения; в черте населенного пункта или его пригородной зоны; на территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия;

6. не повлечет негативных трансграничных воздействий на окружающую среду;

7. не приведет к следующим последствиям:

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными, и имеется риск их уничтожения и невозможности воспроизводства;

– это приведет к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта, и имеется риск его уничтожения и невозможности восстановления;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют участки с условиями, пригодными для компенсации потери биоразнообразия без ухудшения состояния экосистем;

– это приведет к потере биоразнообразия и отсутствуют технологии или методы для компенсации потери биоразнообразия;

– это приведет к потере биоразнообразия и компенсация потери биоразнообразия невозможна по иным причинам.

Описания состояния окружающей среды выполнены с использованием материалов из общедоступных источников информации:

- Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан и его областными территориальными управлениями;

- подзаконные акты, сопутствующие Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

января 2021 года;

- утвержденные методики расчета выбросов вредных веществ к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан;
- данные сайта РГП «КАЗГИДРОМЕТ» <https://www.kazhydromet.kz/ru>;
- научными и исследовательскими организациями;
- другие общедоступные данные.

19. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний нет.

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг» КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Результаты Проекта «Отчет о возможных воздействиях», выполненные для решений «Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь (по состоянию на 01.05.2026 г.)» показывают что: выполненные расчеты рассеивания по веществам источников выбросов, зона загрязнения не выходит за область воздействия. Воздействие на воздушный бассейн квалифицируется как незначительное (существующее и проектируемое положение), степень опасности для здоровья населения – допустимая.

Объект исследования – система разработки месторождения Кемерколь.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Кемерколь.

В настоящее время ТОО «АП - Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы.



Рисунок 1. Обзорная карта

1) Контрактная территория Кемерколь располагается в юго-восточной части Прикаспийской впадины в пределах солянокупольного поднятия Кемерколь. В административном отношении район работ расположен в Кзылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшие населенные пункты железнодорожные станции Мукур и Жантерек расположены соответственно в 30 и 15 км от района работ, районный центр – село Миялы в 120 км. Вдоль железной дороги Магат-Кандагаш проходит система коммуникаций, кабель ВОЛС, ЛЭП 35 кВт и автодорога Актобе-Атырау. Основными путями сообщения в районе являются железная дорога Астрахань - Актобе, автомобильная дорога Атырау-Актобе, проходящие южнее,

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

и грунтовые дороги. В орографическом отношении площадь работ расположена в междуречье Сагиз-Кайнар и представляет собой слабо расчлененную равнину, осложненную холмами, грядами, балками. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +60 м до +150 м. Гидрографическая сеть развита слабо и представлена речкой Сагиз, которая разливается в весенний период. Климат района резко континентальный, засушливый, с жарким сухим летом (максимальная температура +45 °С), малоснежной холодной зимой (до -35°С -40°С). Количество осадков не превышает 280 мм в год, и они приходятся в основном на осенне-зимний сезон. В этот период из-за раскисающих солончаковых почв и снежных заносов полевые проселочные дороги становятся труднопроходимыми. Снеговой покров ложится в начале декабря и сохраняется до конца марта. Мощность снегового покрова достигает 20-30см, но сильными ветрами основная часть снега сносится в пониженные участки рельефа (балки, низины) и образует снежные заносы. Для района работ характерны постоянно дующие ветры, направление которых часто соответствует временам года: зимой и весной - восточное, а летом и осенью - западное и южное. Своеобразие климата и литолого-стратиграфических условий района отражается в специфике почвенного покрова территории. Почвы развиты, в основном, светло- каштановые в комплексе с солонцами и солончаками. Мощность почвенного слоя не превышает 1 м. Растительность бедная, исключительно травянистая. Покрытие почвы растительностью составляет 60-80%. На возвышенностях развиты полынно-ковыльные сообщества, на пониженных участках пестрые комплексы бело-полынных и черно-полынных сообществ.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены различные варианты разработки месторождения.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки в основном определялись, исходя из положений «Единых правил...», «Регламента составления проектов...», опыта реализации запроектированной на месторождении системы разработки, оценки эффективности применяемой на месторождении технологии, результатов промышленной разработки месторождения, а также геолого-физических условий, характеризующихся незначительной глубиной залегания, высокой вязкостью пластовой нефти, различной энергией законтурной зоны, тектонической изолированностью и высокой неоднородностью коллекторских свойств. Расчетные варианты технологических показателей базировались на фактическом состоянии разработки. Дальнейший подбор вариантов зависел от оптимизации реализуемого варианта. При составлении вариантов учтены в основном имеющиеся эксплуатационные скважины и их техническое состояние.

Ниже представлено описание основных технологических показателей по рассмотренным вариантам разработки месторождения Кемерколь.

Вариант 1 (Рекомендуемый). предусматривает продолжение ранее утвержденных проектных решений, принятых в рамках анализа разработки 2024 года, с сохранением действующих подходов к эксплуатации объектов, проведением мероприятий по оптимизации фонда, переводами скважин под систему поддержания пластового давления, а также бурением семи новых эксплуатационных скважин №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 с темпом по 2 скважины в год начиная с 2028 г. Фонд скважин составит 26 ед. в т.ч. 24 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 22,6 тыс. т.

Основные технологические показатели, следующие:

- рентабельный период разработки – 47 лет (2026-2072 гг.);
- максимальная добыча нефти достигается в 2030 г. и составит 22.6 тыс.т;
- обводненность на конец рентабельного периода – 97.3 %;
- ввод скважин из бурения, 7 добывающих;
- темп бурения – 2 скв./год;
- суммарная добыча нефти за весь рентабельный период составит 382.4 тыс.т, при этом коэффициент извлечения достигнет 0,250 д.ед.

Вариант 2 (альтернативный). предусматривает вовлечение остаточных извлекаемых запасов преимущественно за счет проведения ЗБГС на скважинах №№ R104, R102 и 76Б, что позволяет сократить объем нового бурения. В отличие от базового варианта предусмотрено бурение четырех новых вертикальных скважин (№№ R112, R113, R111 и R109) вместо семи скважин, запланированных по варианту 1. Фонд скважин составит 20 ед. в т.ч. 20 добывающих и 2 нагнетательных. Период стабильной добычи нефти составит 4 года (2028–2031 гг.), максимальная годовая добыча нефти ожидается в 2030 году на уровне 24,0 тыс. т.

2) Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы,
ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении проектируемых работ оказывать не будет.

В связи с тем, что территория участка расположена на значительном расстоянии от селитебных зон воздействия на биоразнообразие района (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы) оказываться не будет.

Не значительное воздействия будет оказываться на техногенные нарушенные земли, расположенные смежно с рассматриваемой территорией в результате химического воздействия предприятия на атмосферный воздух. Изъятие земель не предусматривается.

В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.

Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические) в районе намечаемых работ отсутствуют.

3) Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой эксплуатационной скважины составит: 32.00326043 г/сек и 398.361396 тонн (от 7-ми скв. №№ R108, R112, R113, R111, R110, R109 и R114 на 2028-2031 годы будут составлять 2788,529772 тонн). За период вывода из консервации скважины №76Б в 2027 году 11,103831686 г/сек и 153,158050477 тонн. При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2030 год) – 16,8336673 г/сек и 317,5236871 т/год. Выбросы при проведении ОВП, дострела и КРС учтены в составе эксплуатационного периода разработки месторождения как кратковременные технологические выбросы. Также при бурении и испытании оценочной скважины №115 составит 22.00326043 г/сек и 308.161396 тонн. При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс 0,00535 т/год, Марганец и его соединения 2 класс 0,00046 т/год, Азота (IV) диоксид 2 класс - 27,64692096 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)3 класс - 27,0242575 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3класс- 10,91345064 т/год, Сера диоксид 3класс - 22,3906223 т/год, Сероводород 2класс - 0,26844308 т/год, Углерод оксид 4 класс -27,9054564 т/год, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 класс) 0,000375 т/год, Фториды неорганические плохо растворимые 2 класс - 0,00165 т/год, Бутан (4класс) 3,901069 т/год, Гексан (4 класс) 0,1171241 т/год, Пентан (4 класс) 0,43617155 т/год, Метан - 22,47987769 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 0,7449961 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 98,1908518 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) - 50,8654356 т/год, Бензол (2 класс) 0,4028 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0,1267 т/год, Метилбензол (3 класс) 0,2532 т/год, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0,20349 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0,20349 т/год, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)0,000073 т/год, Алканы C12-19 (4 класс) 23,4407224 т/год, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 0,0007 т/год. Проектируемый объект не подлежит в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет. В процессе реализации проектируемых работ образуются опасные и неопасные виды отходов. При бурении 1-ой эксплуатационной скважины общее 1364,5734 тонн (от 7-ми скважин 9552,0138), в том числе: Промасленная ветошь (150202*) 0,1334 т, Отработанные масла (130206*) 3,1375 т, Отработанные ртутьсодержащие лампы (200121*) 0,0079 т, Емкости из под масла (150110*) 0,2826т, Тара из-под химреагентов (150110*) 0,257 т, Буровой шлам (010505*) 648,0 т, Отработанный буровой раствор (010506*) 698,04 т, Огарки сварочных электродов (120113) 0,015 т, Твердо-бытовые отходы (200301) 12,7 т, Металлолом (160117) 2,0т. При бурении 1-ой оценочной скважины общее 1364,5734 тонн, в том числе: Промасленная ветошь (150202*) 0,1334 т, Отработанные масла (130206*) 3,1375 т, Отработанные

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

ртутьсодержащие лампы (200121*) 0,0079 т, Емкости из под масла (150110*) 0,2826т, Тара из-под химреагентов (150110*) 0,257 т, Буровой шлам (010505*) 648,0 т, Отработанный буровой раствор (010506*) 698,04 т, Огарки сварочных электродов (120113) 0, 015 т, Твердо-бытовые отходы (200301) 12,7 т, Металлолом (160117) 2,0т. При расконсервации скважины 299,3834 тонн, в том числе: Промасленная ветошь (150202*) 0,035 т, Отработанные масла (130206*) 6,244 т, Отработанные ртутьсодержащие лампы (200121*) 0,0079 т, Емкости из под масла (150110*) 0,2473 т, Тара из-под химреагентов (15 01 10*) 0,225 т, Буровой шлам (010505*) 133,48 т, Отработанный буровой раствор (010506*) 141,2424 т, Огарки сварочных электродов (120113) 0,0018 т, Твердо-бытовые отходы (200301) 7,9 т, Металлолом (160117) 10 т. При эксплуатации образуются всего – 191,58276 т/год, в том числе: Отработанные аккумуляторы (160601*) 0,0072 т, Отработанные масла (130206*) 0,2325 т, Промасленная ветошь (150202*) 0,5486 т, СИЗ (замазученная)(опасные) 0,06 т, Отходы резинотехнических изделий (замазученные) (13 08 99*) 0,002 т, Отработанные масляные фильтры (160107*) 0,01028 т, Отработанный антифриз (16 01 14*) 0,044 т, Донные шламы (05 01 03*) 168 т, Тара из-под химреагентов (150110*) 0,39 т, Отработанные картриджи (160213*) 0,2 т, Отработанные ртутные лампы (200121*) 0,003 т, Твердые бытовые отходы (200301) 14,5 т, Отработанные светодиодные лампы (20 01 36) 0,0025 т, Металлолом (160117) 2 т, Огарки электродов (120113) 0,015 т, Отработанные автошины (160103) 0,1574 т, Отработанные воздушные фильтры (15 02 03) 0,01028 т, Пищевые отходы (20 01 08) 2,5 т, Бумага, картон (20 01 01) 2,3 т, Пластик (20 01 39) 0,28 т, Стекло (20 01 02) 0,22 т, Бракованное электрооборудование (160214) 0,1 т. Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ.

4) Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок. Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при разработке проекта на рассматриваемом месторождении являются: нарушение технологических процессов; технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности; нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором; отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле; несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ и т.д.

Предупреждение аварийных и чрезвычайных ситуаций как в части их предотвращения (снижения вероятности возникновения), так и в плане уменьшения потерь и ущерба от них (смягчения последствий) проводится по следующим направлениям:

Профессиональная подготовка работника:

- первичный инструктаж по безопасным методам работы для вновь принятого или переведенного из одного цеха в другой работника (проводится мастером или начальником цеха);
- ежеквартальный инструктаж по безопасным методам работы и содержанию планов ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводятся руководителем организации);
- повышение квалификации рабочих по специальным программам в соответствии с Типовым положением (проводится аттестованными преподавателями). Противоаварийная подготовка персонала предусматривает выполнение следующих мероприятий:
- разработка планов ликвидации аварий в цехах и на объектах, подконтрольных КЧС МВД РК; а также подготовка планов эвакуации персонала цехов и объектов в случае возникновения аварий;

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

- первичный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала для вновь принятых или переведенных из цеха в цех рабочих (проводится мастером или начальником цеха);

- ежеквартальный инструктаж по действиям в соответствии с планами ликвидации аварий и эвакуации персонала (проводится руководителем организации).

Предусмотрено обязательное обучение всех работников предприятий, учреждений и организаций правилам поведения, способам защиты и действиям в чрезвычайных ситуациях.

Занятия с ними проводятся по месту работы в соответствии с программами, разработанными с учетом особенностей производства. Работники также принимают участие в специальных учениях и тренировках.

Для руководителей всех уровней, кроме того, предусмотрено обязательное повышение квалификации в области гражданской обороны и защиты от чрезвычайных ситуаций при назначении на должность, а в последующем не реже одного раза в пять лет.

В качестве профилактических мер на объектах целесообразно использовать следующее:

- ужесточение пропускного режима при входе и въезде на территорию;
- установка систем сигнализации, аудио–и видеозаписи;
- тщательный подбор и проверка кадров;
- использование специальных средств и приборов обнаружения взрывчатых веществ и т.д.

Каждый рабочий и служащий объекта при чрезвычайной ситуации должен уметь воспользоваться имеющимися средствами оповещения и вызвать пожарную команду.

5) Во всех случаях, когда выявлены значительные неблагоприятные воздействия, основная цель заключается в поиске мер по их снижению. Для тех случаев, когда подобрать подходящие мероприятия не представляется возможным, ниже излагаются варианты мероприятий, направленных на компенсации негативных последствий. Кроме того, в соответствующих случаях рекомендованы стимулирующие мероприятия. Стимулирующие мероприятия не следует рассматривать в качестве альтернативы смягчающим или компенсирующим мероприятиям – это мероприятия, выделенные в связи с их способностью обеспечить проекту определенные дополнительные преимущества после того, как реализованы все смягчающие и компенсирующие мероприятия.

По атмосферному воздуху: проведение технического осмотра и профилактических работ технологического оборудования, механизмов и автотранспорта, соблюдение нормативов допустимых выбросов.

По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды.

По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв;

По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов.

По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности. По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами; установка информационных табличек в местах произрастания редких и исчезающих растений на территории объекта, производить информационную кампанию для персонала объекта и населения с целью сохранения редких и исчезающих видов растений.

По животному миру: контроль за недопущением разрушения и повреждения гнезд, сбор яиц без разрешения уполномоченного органа; установка информационных табличек в местах гнездования птиц; воспитание (информационная кампания) для персонала и населения в духе гуманного и бережного отношения к животным; установка вторичных глушителей выхлопа на спецтехнику и авто транспорт; регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; осуществление жесткого контроля нерегламентированной добычи животных; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

ТОО «АП-Нафта Оперейтинг»

предусматривается. Возможных необратимых воздействий на окружающую среду решения рабочего проекта не предусматривают.

Обоснование необходимости выполнения операций, влекущих такие воздействия не требуется.

Сравнительный анализ потерь от необратимых воздействий и выгоды от операций, вызывающих эти потери, в экологическом, культурном, экономическом и социальном контекстах не приводится.

6) Список источников информации, полученной в ходе выполнения оценки воздействия на окружающую среду:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2.01.2021г.,
- Классификатор отходов, утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314,
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63,
- Инструкция по организации и проведению экологической оценки Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года №400-VI
2. Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года № 481-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.01.2021г.);
3. Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года № 442-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.);
4. Закон Республики Казахстан от 13 декабря 2005 года № 93-III «Об обязательном экологическом страховании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2020 г.);
5. Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014 года № 202-V «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2021 г.);
6. Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.01.2021 г.
7. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендациями по оформлению и содержанию проекта нормативов ПДВ для предприятий»;
8. РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)»;
9. РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
10. РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
11. РД 52.04.52-95 Мероприятия в период НМУ.
12. СанПиН «Санитарно эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» от 20.03.2015 г. № 237.
13. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, №280 от 30.07.2021г. и Экологическим Кодексом РК от 2 января 2021 года № 400-VI.
14. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, Приказ Министраэкологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63;
15. Инструкция по организации и проведению экологической оценки, Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
16. РНД 211.2.05.01-2000. Рекомендации по охране почв, растительности, животного мира в составе раздела "Охрана окружающей среды" в проектах хозяйственной деятельности. - Кокшетау, 2000.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

При бурении скважин

СМР и подготовительные работы

Источник загрязнения N 0001, Сварочный агрегат

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 12.7

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 37

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 133

Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 133 \cdot 37 = 0.04291112 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.04291112 / 0.531396731 = 0.080751569 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	7.2	10.3	3.6	0.7	1.1	0.15	1.3E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	30	43	15	3	4.5	0.6	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.084688889	0.43688	0	0.084688889	0.43688
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.013761944	0.070993	0	0.013761944	0.070993
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.007194444	0.0381	0	0.007194444	0.0381
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.011305556	0.05715	0	0.011305556	0.05715
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.074	0.381	0	0.074	0.381
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000134	0.000000699	0	0.000000134	0.000000699
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.001541667	0.00762	0	0.001541667	0.00762
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-	0.037	0.1905	0	0.037	0.1905

265П) (10)					
------------	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N 0002, Дизельная электростанция 200 кВт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 85

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 200

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 954.8

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 954.8 \cdot 200 = 1.6651712 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 1.6651712 / 0.531396731 = 3.133574414 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	2.72	0	0.426666667	2.72
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	0.442	0	0.069333333	0.442
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.17	0	0.027777778	0.17
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	0.425	0	0.066666667	0.425
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	2.21	0	0.344444444	2.21
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.000004675	0	0.000000667	0.000004675
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.0425	0	0.006666667	0.0425
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	1.02	0	0.161111111	1.02

Источник загрязнения N 6001, Участок сварки

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при сварочных работах (по величинам удельных

выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка стальных электродом

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 250$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $B_{MAX} = 1.7$

Удельное выделение сварочного аэрозоля, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{IS} = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{IS} = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = G_{IS} \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 250 / 10^6 = 0.00267$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = G_{IS} \cdot B_{MAX} / 3600 = 10.69 \cdot 1.7 / 3600 = 0.00505$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{IS} = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = G_{IS} \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 250 / 10^6 = 0.00023$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = G_{IS} \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.92 \cdot 1.7 / 3600 = 0.0004344$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{IS} = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = G_{IS} \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 250 / 10^6 = 0.00035$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = G_{IS} \cdot B_{MAX} / 3600 = 1.4 \cdot 1.7 / 3600 = 0.000661$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{IS} = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = G_{IS} \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 250 / 10^6 = 0.000825$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = G_{IS} \cdot B_{MAX} / 3600 = 3.3 \cdot 1.7 / 3600 = 0.001558$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{IS} = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = G_{IS} \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 250 / 10^6 = 0.0001875$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = G_{IS} \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.75 \cdot 1.7 / 3600 = 0.000354$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{IS} = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO_2 \cdot G_{IS} \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 250 / 10^6 = 0.0003$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot G_{IS} \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 1.7 / 3600 = 0.000567$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot G_{IS} \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 250 / 10^6 = 0.00004875$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot G_{IS} \cdot B_{MAX} / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 1.7 / 3600 = 0.000092$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $G_{IS} = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = G_{IS} \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 250 / 10^6 = 0.003325$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = G_{IS} \cdot B_{MAX} / 3600 = 13.3 \cdot 1.7 / 3600 = 0.00628$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00505	0.00267
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0004344	0.00023
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.000567	0.0003
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000092	0.00004875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00628	0.003325
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000354	0.0001875
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.001558	0.000825
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.000661	0.00035

Источник загрязнения N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 3.0 - 5.0 %

Кэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 1.2$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 1.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.6$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 375$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 2.6$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 375 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.17496$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 2.6 \cdot (1-0) / 3600 = 0.33696$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.33696	0.17496

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 375$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 2.6$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 375 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.026244$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1.2 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.6 \cdot 540 \cdot 2.6 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.050544$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.050544	0.026244

Источник загрязнения N 6003, Разработка грунта

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 80$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 330$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 2.3$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 330 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.012672$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 2.3 \cdot (1-0) / 3600 = 0.024533$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.024533	0.012672

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 330$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 2.3$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 330 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.0019008$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 2.3 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.00368$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.00368	0.0019008

Источник загрязнения N 6004, Емкость для хранения дизельного топлива СМР

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 48.85$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 48.85$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение $Kpsr$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 50$

Сумма $Ghr_i \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 48.85 + 3.15 \cdot 48.85) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00081$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00081 / 100 = 0.000808$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00081 / 100 = 0.00000227$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000227
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные	0.000163	0.000808

C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		
---	--	--

Источник загрязнения N 6005, Насос для перекачки дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T_ = 288$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T_) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 288) / 1000 = 0.01152$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.01152 / 100 = 0.01149$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.01152 / 100 = 0.00003226$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.00003226
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.01149

За период бурения скважины

Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель ЯМЗ-238 (силовой двигатель)

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 522

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 485

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 629.5

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 629.5 \cdot 485 = 2.6622814$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 2.6622814 / 0.531396731 = 5.009969472$ (А.4)

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600$ (1)

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.034666667	16.704	0	1.034666667	16.704
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.168133333	2.7144	0	0.168133333	2.7144
0328	Углерод (Сажа, Углерод	0.067361111	1.044	0	0.067361111	1.044

	черный) (583)					
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.161666667	2.61	0	0.161666667	2.61
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.835277778	13.572	0	0.835277778	13.572
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001617	0.00002871	0	0.000001617	0.00002871
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.016166667	0.261	0	0.016166667	0.261
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.390694444	6.264	0	0.390694444	6.264

Источник загрязнения N 0004, Дизельгенератор мощностью 176 кВт

Источник загрязнения N 0005, Дизельгенератор мощностью 176 кВт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 120

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 219

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 219 \cdot 460 = 0.8784528 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.8784528 / 0.531396731 = 1.653101626 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.981333333	3.84	0	0.981333333	3.84
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.159466667	0.624	0	0.159466667	0.624
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.063888889	0.24	0	0.063888889	0.24
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.153333333	0.6	0	0.153333333	0.6
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.792222222	3.12	0	0.792222222	3.12
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001533	0.0000066	0	0.000001533	0.0000066
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.015333333	0.06	0	0.015333333	0.06
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные	0.370555556	1.44	0	0.370555556	1.44

	C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)					
--	---	--	--	--	--	--

Источник загрязнения N 0006, Дизельгенератор резервный мощностью 100 кВт (освещение)

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 200

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 100

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 521

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 521 \cdot 400 = 1.817248 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 1.817248 / 0.531396731 = 3.419757582 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.853333333	6.40		0.853333333	6.4
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.138666667	1.040		0.138666667	1.04
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.055555556	0.40		0.055555556	0.4
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.133333333	1.0		0.133333333	1
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.688888889	5.20		0.688888889	5.2
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001333	0.0000110		0.000001333	0.000011
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.013333333	0.10		0.013333333	0.1
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.322222222	2.40		0.322222222	2.4

Источник загрязнения N 0007, Цементировочный агрегат "ЦА-320М"

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 49

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 176

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 157.3

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_p \cdot P_p = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 157.3 \cdot 176 = 0.241411456 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.241411456 / 0.531396731 = 0.454296088 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_p / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{zi} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	1.568	0	0.375466667	1.568
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.2548	0	0.061013333	0.2548
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.098	0	0.024444444	0.098
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.245	0	0.058666667	0.245
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	1.274	0	0.303111111	1.274
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.000002695	0	0.000000587	0.000002695
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.0245	0	0.005866667	0.0245
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	0.588	0	0.141777778	0.588

Источник загрязнения N 0008, Передвижная паровая установка

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **K3 = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 85**

Расход топлива, г/с, **BG = 24.8**

Марка топлива, **M = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **A1R = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **S1R = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная паропроизв. котлоагрегата, т/ч, **QN = 0.1**

Факт. паропроизводительность котлоагрегата, т/ч, **QF = 0.1**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.03116**

Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.03116 · (0.1 / 0.1)^{0.25} = 0.03116**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 85 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.1132**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 24.8 · 42.75 · 0.03116 · (1-0) = 0.03304**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M_{0301} = 0.8 \cdot M_{NOT} = 0.8 \cdot 0.1132 = 0.0906$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G_{0301} = 0.8 \cdot M_{NOG} = 0.8 \cdot 0.03304 = 0.02643$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M_{0304} = 0.13 \cdot M_{NOT} = 0.13 \cdot 0.1132 = 0.01472$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G_{0304} = 0.13 \cdot M_{NOG} = 0.13 \cdot 0.03304 = 0.004295$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива (п. 2.2), $NSO_2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, % (прил. 2.1), $H_2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M_{0330} = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1 - NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BT = 0.02 \cdot 85 \cdot 0.3 \cdot (1 - 0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 85 = 0.5$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G_{0330} = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1 - NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BG = 0.02 \cdot 24.8 \cdot 0.3 \cdot (1 - 0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 24.8 = 0.1458$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, % (табл. 2.2), $Q_4 = 0$

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, % (табл. 2.2), $Q_3 = 0.5$

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, $R = 0.65$

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³ (ф-ла 2.5), $CCO = Q_3 \cdot R \cdot QR = 0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75 = 13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M_{0337} = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 85 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 1.182$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_{0337} = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 24.8 \cdot 13.9 \cdot (1 - 0 / 100) = 0.345$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент (табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M_{0328} = BT \cdot AR \cdot F = 85 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.02125$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_{0328} = BG \cdot AIR \cdot F = 24.8 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.0062$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.02643	0.0906
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.004295	0.01472
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0062	0.02125
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1458	0.5
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.345	1.182

Источник загрязнения N 0009, Смесительная машина СМН-20

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 65

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 132

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 337.9

Температура отработавших газов T_{02} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{02} , кг/с:

$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 337.9 \cdot 132 = 0.388936416$ (А.3)

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731$ (А.5)

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.388936416 / 0.531396731 = 0.731913452$ (А.4)

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600$ (1)

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000$ (2)

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота)	0.2816	2.08	0	0.2816	2.08

	диоксид) (4)					
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.04576	0.338	0	0.04576	0.338
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.018333333	0.13	0	0.018333333	0.13
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044	0.325	0	0.044	0.325
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.227333333	1.69	0	0.227333333	1.69
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000044	0.000003575	0	0.00000044	0.000003575
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0044	0.0325	0	0.0044	0.0325
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.106333333	0.78	0	0.106333333	0.78

Источник загрязнения N 0010, Дизельная электростанция 100 кВт (вахт.пос)

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 350

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 100

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 861.3

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 861.3 \cdot 200 = 1.5021072 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 1.5021072 / 0.531396731 = 2.826715168 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	11.2	0	0.426666667	11.2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	1.82	0	0.069333333	1.82
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.7	0	0.027777778	0.7
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	1.75	0	0.066666667	1.75
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	9.1	0	0.344444444	9.1
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.00001925	0	0.000000667	0.00001925
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.175	0	0.006666667	0.175

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	4.2	0	0.161111111	4.2
------	---	-------------	-----	---	-------------	-----

Источник загрязнения N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 580.5**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 580.5**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 580.5 + 3.15 · 580.5) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.001103**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 99.72 · 0.001103 / 100 = 0.0011**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.001103 / 100 = 0.00000309**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000309
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.0011

Источник загрязнения N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива (вахт.нос.)

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 175**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 175**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 20**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$$G_{HR} = G_{HRI} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$$

Коэффициент, $K_{PSR} = 0.1$

Коэффициент, $K_{PMAX} = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 20$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_R$, $G_{HR} = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (2.36 \cdot 175 + 3.15 \cdot 175) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00088$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00088 / 100 = 0.000878$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00088 / 100 = 0.000002464$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.000002464
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000878

Источник загрязнения N 6008, Емкость для хранения масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 4.875$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 4.875$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $K_{NP} = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 8$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $K_{NR} = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение K_{PMAX} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $K_{PMAX} = 0.1$

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $K_{PSR} = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$$G_{HR} = G_{HRI} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$$

Коэффициент, $K_{PSR} = 0.1$

Коэффициент, $K_{PMAX} = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 8$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_R$, $G_{HR} = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (0.25 \cdot 4.875 + 0.25 \cdot 4.875) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.0000731$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000731 / 100 = 0.0000731$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0000731

Источник загрязнения N 6009, Емкость для хранения бурового раствора

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Объем емкости	Vж	м ³	50		
1.2.	Количество рабочих емкостей	п	шт.	4		

1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м ²	0,02	
1.4.	Общая площадь испарения	F	м ²	72	
1.5.	Коеф.зависящий от укрытия	K ₁₁		0,21	
1.6.	Емкости	T	час	960	
2	Расчет: 2754 Углеводороды C12-C19 Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле:				
2.1.	Пр	кг/час	72	*	0,02
	Пр = Fом * g * K ₁₁	г/с	0,3	*	1000 /3600
	Пр	т/скв/год	0,08	/	1000000
				*	960
				*	3600
					0,3024
					0,0840
					0,27648

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.084	0.27648

Источник загрязнения N 6010, Узел приготовления цементного раствора

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для

пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических

указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных

материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Аамл, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Цемент

Влажность материала в диапазоне: 0.5 - 1.0 %

Коефф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), **K0 = 1.5**

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коефф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), **K1 = 1.2**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 1-й стороны

Коефф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 0.1**

Высота падения материала, м, **GB = 0.5**

Коеэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.4**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 120**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, **N = 0**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 142**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала , т/час, **MH = 0.3**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), **M_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MGO · (1-N) · 10⁻⁶ = 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.4 · 120 · 142 · (1-0) · 10⁻⁶ = 0.00123**

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), **G_ = K0 · K1 · K4 · K5 · Q · MH · (1-N) / 3600 = 1.5 · 1.2 · 0.1 · 0.4 · 120 · 0.3 · (1-0) / 3600 = 0.00144**

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.00144	0.00123

Источник загрязнения N 6011, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 960$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 960) / 1000 = 0.0384$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0384 / 100 = 0.0383$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0384 / 100 = 0.0001075$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.0001075
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.0383

Источник загрязнения N 6012, Емкость бурового шлама

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	-					
1.1.	Объем емкости	Vж	м ³	40		
1.2.	Количество емкостей	n	шт.	2		
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м ²	0,02		
1.4.	Общая площадь испарения	F	м ²	42		
1.5.	Кэф.зависящий от укрытия емкости	K ₁₁		0,21		
1.6.	Время работы	T	час	960		
2	Расчет: 2754 Углеводороды C12-C19 Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле: Пр = Fом * g * K ₁₁	Пр	кг/час	42	* 0,02	0,17640
		Пр	г/с	0,1764	* 1000 /3600	0,04900
		Пр	т/скв/год	0,0490	/ 1000000 * 960 * 3600	0,169344

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.049	0.169344

Источник загрязнения N 6013, Блок приготовления бурового раствора

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 17$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 960$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 17 = 0.00784$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00784 / 3.6 = 0.002178$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 63.39 / 100 = 0.00138$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00138 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.004769$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 14.12 / 100 = 0.0003075$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003075 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001063$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000832$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000832 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000287$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000577$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000577 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000199$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002178 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000584$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000584 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000202$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 27$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 960$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 27 = 1.05$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 1.05 / 3.6 = 0.2917$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 63.39 / 100 = 0.185$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.185 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.63936$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 14.12 / 100 = 0.0412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0412 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.14239$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 3.82 / 100 = 0.01114$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01114 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.038499$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.65 / 100 = 0.00773$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.026715$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.2917 \cdot 2.68 / 100 = 0.00782$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00782 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02702$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	17	960
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	27	960

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0078200	0.027222
0405	Пентан (450)	0.0077300	0.026914
0410	Метан (727*)	0.0412000	0.143453
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0111400	0.038786
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1850000	0.644129

Источник загрязнения N 6014, Насос для бурового раствора

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	960		
	2. Расчет:					

2.1	2754 Углеводороды C12-C19 Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3.6$ $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$ $M_{год}$	г/с т/год	0,02 0,02	* 1 / 3,6 * 1 * 960 * 0,001	0,00556 0,0192
	Q	кг/ч	0,02			

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.00556	0.0192

Источник загрязнения N 6015, Буровой насос

РНД 211.2.02.09-2004 Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	2		
1.2	Время работы	T	час/год	960		
2.1	2. Расчет: 2754 Углеводороды C12-C19 Количество ЗВ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3.6$ $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$ $M_{год}$ Q	г/с т/год кг/ч	0,02 0,02 0,02	* 2 / 3,6 * 2 * 960 * 0,001	0,01111 0,0384

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01111	0.0384

Источник загрязнения N 6016, Дегазатор бурового раствора

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Объем аппарата	V	м ³	1		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520		

Итого:

Источник загрязнения N 6017, Сепаратор бурового раствора

Итого:

Источник загрязнения N 6018, Ремонтно-механическая мастерская

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.06-2004. Астана. 2005

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Заточные станки, с диаметром шлифовального круга - 250 мм

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 100$

Число станков данного типа, шт., KOLIV = 1

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NS1 = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

$$\text{Валовый выброс, т/год (1), } M = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.000792$$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{max}} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.011 \cdot 1 = 0.0022$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.016$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M_{\text{max}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.016 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001152$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{max}} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.016 \cdot 1 = 0.0032$

Технология обработки: Механическая обработка металлов

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Вид оборудования: Отрезные станки (арматурная сталь)

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 100$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NSI = 1$

Примесь: 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.023$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M_{\text{max}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.023 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.001656$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{max}} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.023 \cdot 1 = 0.0046$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 1), $GV = 0.055$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M_{\text{max}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.055 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.00396$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{max}} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.055 \cdot 1 = 0.011$

Технология обработки: Механическая обработка чугуна

Местный отсос пыли не проводится

Тип расчета: без охлаждения

Технологическая операция: Обработка резанием чугунных деталей

Вид станков: Сверлильные станки

Фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, ч/год, $T = 100$

Число станков данного типа, шт., $KOLIV = 1$

Число станков данного типа, работающих одновременно, шт., $NSI = 1$

Примесь: 2902 Взвешенные частицы (116)

Удельный выброс, г/с (табл. 4), $GV = 0.0011$

Коэффициент гравитационного оседания (п. 5.3.2), $KN = 0.2$

Валовый выброс, т/год (1), $M_{\text{max}} = 3600 \cdot KN \cdot GV \cdot T \cdot KOLIV / 10^6 = 3600 \cdot 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 100 \cdot 1 / 10^6 = 0.0000792$

Максимальный из разовых выброс, г/с (2), $G_{\text{max}} = KN \cdot GV \cdot NSI = 0.2 \cdot 0.0011 \cdot 1 = 0.00022$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2902	Взвешенные частицы (116)	0.0110000	0.0051912
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0.0046000	0.0024480

При испытании скважины

Источник загрязнения N 0011, Дизельный двигатель AP-32/40 мощностью 169 кВт

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{\text{год}}$, т, 517

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 564.1

Температура отработавших газов $T_{\text{ог}}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{\text{ог}}$, кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 564.1 \cdot 158 = 0.777194416 \quad (\text{A.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{\text{ог}}$, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{A.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{\text{ог}}$, м³/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.777194416 / 0.531396731 = 1.462550239 \quad (\text{A.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{\text{ми}}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов $q_{\text{д}}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{\text{ми}} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{\text{д}} \cdot B_{\text{год}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.337066667	16.544	0	0.337066667	16.544
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.054773333	2.6884	0	0.054773333	2.6884
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.021944444	1.034	0	0.021944444	1.034
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.052666667	2.585	0	0.052666667	2.585
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.272111111	13.442	0	0.272111111	13.442
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000527	0.000028435	0	0.000000527	0.000028435
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005266667	0.2585	0	0.005266667	0.2585
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.127277778	6.204	0	0.127277778	6.204

Источник загрязнения N 0012, Дизельгенератор мощностью 100 кВт освещение

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 261

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P , кВт, 100

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b , г/кВт*ч, 382.2

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b \cdot P = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 382.2 \cdot 100 = 0.3332784 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.3332784 / 0.531396731 = 0.627174351 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	8.352	0	0.213333333	8.352
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	1.3572	0	0.034666667	1.3572
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.522	0	0.013888889	0.522
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	1.305	0	0.033333333	1.305

0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	6.786	0	0.172222222	6.786
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000014355	0	0.000000333	0.000014355
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.1305	0	0.003333333	0.1305
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	3.132	0	0.080555556	3.132

Источник загрязнения N 0013, Дизель-генератор резервный

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 93

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 60

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 351.2

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 351.2 * 60 = 0.18374784 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{ог}$, кг/м³:

$$\gamma_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог} = 0.18374784 / 0.531396731 = 0.345782782 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{ji} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	7.2	10.3	3.6	0.7	1.1	0.15	1.3E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
A	30	43	15	3	4.5	0.6	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{ji} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.137333333	3.1992	0	0.137333333	3.1992
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.022316667	0.51987	0	0.022316667	0.51987
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.011666667	0.279	0	0.011666667	0.279
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.018333333	0.4185	0	0.018333333	0.4185
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.12	2.79	0	0.12	2.79
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000217	0.000005115	0	0.000000217	0.000005115
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0025	0.0558	0	0.0025	0.0558
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.06	1.395	0	0.06	1.395

Источник загрязнения N 0014, Котельная установка

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час

Вид топлива, **КЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **ВТ = 85.75**

Расход топлива, г/с, **ВГ = 5.5**

Марка топлива, **М = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **A1R = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **S1R = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 24**

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 24**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0614**

Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.0614 · (24 / 24)^{0.25} = 0.0614**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · ВТ · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 85.75 · 42.75 · 0.0614 · (1-0) = 0.225**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · ВГ · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 5.5 · 42.75 · 0.0614 · (1-0) = 0.01444**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M_ = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.225 = 0.18**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, **G_ = 0.8 · MNOG = 0.8 · 0.01444 = 0.01155**

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, **M_ = 0.13 · MNOT = 0.13 · 0.225 = 0.02925**

Выброс азота оксида (0304), г/с, **G_ = 0.13 · MNOG = 0.13 · 0.01444 = 0.001877**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), **NSO2 = 0.02**

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), **H2S = 0**

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), **M_ = 0.02 · ВТ · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · ВТ = 0.02 · 85.75 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 85.75 = 0.504**

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), **G_ = 0.02 · ВГ · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · ВГ = 0.02 · 5.5 · 0.3 · (1-0.02) + 0.0188 · 0 · 5.5 = 0.03234**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q4 = 0**

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), **Q3 = 0.5**

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, **R = 0.65**

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), **CCO = Q3 · R · QR = 0.5 · 0.65 · 42.75 = 13.9**

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), **M_ = 0.001 · ВТ · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 85.75 · 13.9 · (1-0 / 100) = 1.192**

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), **G_ = 0.001 · ВГ · CCO · (1-Q4 / 100) = 0.001 · 5.5 · 13.9 · (1-0 / 100) = 0.0765**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), **F = 0.01**

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), **M_ = ВТ · AR · F = 85.75 · 0.025 · 0.01 = 0.02144**

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), **G_ = ВГ · A1R · F = 5.5 · 0.025 · 0.01 = 0.001375**

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01155	0.18
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.001877	0.02925
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.001375	0.02144
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.03234	0.504
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0765	1.192

Источник загрязнения N 0015, Цементировочный агрегат "ЦА-320М"

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год **В_{год}**, т, 85

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки **P_г**, кВт, 176

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя **b_г**, г/кВт*ч, 175.2

Температура отработавших газов **T_{ог}**, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов **G_{ог}**, кг/с:

$$G_{\text{ог}} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{\text{г}} \cdot P_{\text{г}} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 175.2 \cdot 176 = 0.268882944 \quad (\text{А.3})$$

Удельный вес отработавших газов $\gamma_{\text{ог}}$, кг/м³:

$$\gamma_{\text{ог}} = 1.31 / (1 + T_{\text{ог}} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (\text{А.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{\text{ог}}$, м³/с:

$$Q_{\text{ог}} = G_{\text{ог}} / \gamma_{\text{ог}} = 0.268882944 / 0.531396731 = 0.505992845 \quad (\text{А.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $e_{\text{ми}}$ г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов $q_{\text{зи}}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{\text{ми}} \cdot P_{\text{г}} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{\text{зи}} \cdot B_{\text{зоо}} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.375466667	2.72	0	0.375466667	2.72
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061013333	0.442	0	0.061013333	0.442
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024444444	0.17	0	0.024444444	0.17
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.058666667	0.425	0	0.058666667	0.425
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.303111111	2.21	0	0.303111111	2.21
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000587	0.000004675	0	0.000000587	0.000004675
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005866667	0.0425	0	0.005866667	0.0425
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.141777778	1.02	0	0.141777778	1.02

Источник загрязнения N 6019, Емкость для хранения дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 478**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 478**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение $K_{\text{рмах}}$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение $K_{\text{рsg}}$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

$$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$$

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_r$, $G_{HR} = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (2.36 \cdot 478 + 3.15 \cdot 478) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.001046$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.001046 / 100 = 0.001043$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.001046 / 100 = 0.00000293$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000293
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001043

Источник загрязнения N 6020, Емкость для хранения дизтоплива для котельной

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 42.875$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 42.875$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $K_{NP} = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $K_{NR} = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{PMAX} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $K_{PMAX} = 0.1$

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $K_{PSR} = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $K_{PSR} = 0.1$

Коэффициент, $K_{PMAX} = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_r$, $G_{HR} = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (2.36 \cdot 42.875 + 3.15 \cdot 42.875) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000807$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000807 / 100 = 0.000805$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000807 / 100 = 0.00000226$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000226
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.000805

Источник загрязнения N 6021, Насос для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T_н = 6480$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T_н) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 6480) / 1000 = 0.259$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_н = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.259 / 100 = 0.2583$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_н = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_н = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.259 / 100 = 0.000725$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_н = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000311	0.000725
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01108	0.2583

Источник загрязнения N 6022, Насос для нефти

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с двумя сальниковыми уплотнениями вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.05$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T_н = 6480$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.05 \cdot 1 / 3.6 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T_н) / 1000 = (0.05 \cdot 1 \cdot 6480) / 1000 = 0.324$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_н = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.324 / 100 = 0.235$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_н = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0139 / 100 = 0.01007$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_н = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.324 / 100 = 0.0868$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_н = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0139 / 100 = 0.003725$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_н = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.324 / 100 = 0.001134$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_н = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00004865$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_н = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.324 / 100 = 0.000713$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_н = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000306$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_н = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.324 / 100 = 0.0003564$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_н = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0139 / 100 = 0.0000153$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_н = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.324 / 100 = 0.0001944$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_н = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0139 / 100 = 0.00000834$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000834	0.0001944
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01007	0.235
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003725	0.0868
0602	Бензол (64)	0.00004865	0.001134
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000153	0.0003564
0621	Метилбензол (349)	0.0000306	0.000713

Источник загрязнения N 6023, Устье скважины

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 25$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 25 = 0.01153$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01153 / 3.6 = 0.0032$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04735$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.010544$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001978$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0020015$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 3 = 0.1166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1166 / 3.6 = 0.0324$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.47916$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.106726$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02889$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02004$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02025$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 18 = 0.0001037$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000426$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г}} = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000407$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{г}} = G_{\text{г}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000095$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000011$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000026$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000763$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000772$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	6480
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	6480
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	6480

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.0222695
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.0220360
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.1173650
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.0317660
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	0.5269360

Источник загрязнения N 6024, Площадка налива нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 20$

Коэффициент Kt (Прил. 7), $KT = 0.57$

$KTMIN = 0.57$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 30$

Коэффициент Kt (Прил. 7), $KT = 0.74$

$KTMAX = 0.74$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 60$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **A, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kрmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 60$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 8580.6$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.908$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 8580.6 / (0.908 \cdot 60) = 157.5$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 20$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 800$

, $P = 800$

Коэффициент, $KB = 2.32$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 80$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 80 + 45 = 93$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot V / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 800 \cdot 93 \cdot (0.74 \cdot 2.32 + 0.57) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 8580.6 / (10^7 \cdot 0.908) = 6.38$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 800 \cdot 93 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 2.32 \cdot 20) / 10^4 = 4.16$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 6.38 / 100 = 4.62$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 4.16 / 100 = 3.014$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 6.38 / 100 = 1.71$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 4.16 / 100 = 1.115$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 6.38 / 100 = 0.02233$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 4.16 / 100 = 0.01456$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 6.38 / 100 = 0.01404$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 4.16 / 100 = 0.00915$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 6.38 / 100 = 0.00702$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 4.16 / 100 = 0.00458$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 6.38 / 100 = 0.00383$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 4.16 / 100 = 0.002496$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.002496	0.00383
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3.014	4.62
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.115	1.71
0602	Бензол (64)	0.01456	0.02233
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00458	0.00702
0621	Метилбензол (349)	0.00915	0.01404

Источник загрязнения N 6025, Емкость для нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 20$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.57$

$KTMIN = 0.57$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMAX = 0.74$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 70$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **A, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpm(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 70$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 8580.6$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.908$

Годовая обрабатываемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 8580.6 / (0.908 \cdot 70) = 135$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, $VCMAX = 20$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 800$

, $P = 800$

Коэффициент, $KB = 2.32$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 80$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 80 + 45 = 93$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot V / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 800 \cdot 93 \cdot (0.74 \cdot 2.32 + 0.57) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 8580.6 / (10^7 \cdot 0.908) = 6.38$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 800 \cdot 93 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 2.32 \cdot 20) / 10^4 = 4.16$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 6.38 / 100 = 4.62$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 4.16 / 100 = 3.014$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 6.38 / 100 = 1.71$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 4.16 / 100 = 1.115$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 6.38 / 100 = 0.02233$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 4.16 / 100 = 0.01456$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 6.38 / 100 = 0.01404$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 4.16 / 100 = 0.00915$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 6.38 / 100 = 0.00702$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 4.16 / 100 = 0.00458$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 6.38 / 100 = 0.00383$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 4.16 / 100 = 0.002496$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.002496	0.00383
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3.014	4.62
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.115	1.71
0602	Бензол (64)	0.01456	0.02233
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00458	0.00702
0621	Метилбензол (349)	0.00915	0.01404

Источник загрязнения N 6026, Газосепаратор

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Исходные данные:				Расчетная формула:	Результат
Давление в аппарате	P	7000	гПа	$П = 0,004 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial$	
Объем аппарата	V	1,5	м³		
Коэффициент, зависящий от ср. темп. кипения жидкости	Kg	0,57			
Время работы	T	6480	час		
Расчеты выбросов: углеводороды C1-C5		Пр	кг/час	0,004*(7000 * 1,5 / 1011) ^{0.8} / 0,57	0,04564
			г/с	0,04564 * 1000 / 3600	0,01268
			т/год	0,04564 / 1000 * 6480	0,29575

Итоговая таблица

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01268	0.29575
------	--	---------	---------

Источник загрязнения N 6027, Конденсатосборник

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	<u>Исходные данные:</u>				$П = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} * \sqrt{Mn/T}$	
1.1.	Объем аппарата	V	м³	2		
1.2	Давление в аппарате	P	гПа	5000		
1.3	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	63		
1.4	Время работы	T	час	6480		
1.5	Средняя температура в аппарате	t	К	303		
2	Количество выбросов углеводородов C1-C5 составит:		Пр	кг/час		0,1055

			Пр	г/с	0,1055	*	1000	/	3600	0,02931	
			Пр	т/год	0,0293	/	1000000	*	3600	* 6480	0,68351
Итоговая таблица											
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				0.02931				0.68351		

Источник загрязнения N 6028, Емкость для хранения масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 1.4**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 1.4**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 8**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.00027 · 1 = 0.0000729

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 8**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.0000729**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 0.39 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.00001625**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (0.25 · 1.4 + 0.25 · 1.4) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.0000729 = 0.000073**

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 100**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 100 · 0.000073 / 100 = 0.000073**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 100 · 0.00001625 / 100 = 0.00001625**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.000073

При расконсервации скважины

Подготовительные работы

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001, Дизельный генератор

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год **B₂₀₀**, т, 117

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки **P_г**, кВт, 100

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя **b_г**, г/кВт*ч, 210

Температура отработавших газов **T_{о2}**, К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов **G_{о2}**, кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_g \cdot P_g = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 210 \cdot 100 = 0.18312 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов **γ_{о2}**, кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.18312 / 0.531396731 = 0.344601292 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.213333333	3.744	0	0.213333333	3.744
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.034666667	0.6084	0	0.034666667	0.6084
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013888889	0.234	0	0.013888889	0.234
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.033333333	0.585	0	0.033333333	0.585
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.172222222	3.042	0	0.172222222	3.042
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000333	0.000006435	0	0.000000333	0.000006435
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.003333333	0.0585	0	0.003333333	0.0585
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.080555556	1.404	0	0.080555556	1.404

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6001, Разработка грунта экскаватором

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Глина

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), **K0 = 1**

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), **K1 = 1.2**

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), **K4 = 1**

Высота падения материала, м, **GB = 0.5**

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), **K5 = 0.4**

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, **Q = 80**

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, **N = 0**

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, **MGOD = 576**

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, **MH = 3.6**

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } \underline{M} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 576 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.02212$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), } \underline{G} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 3.6 \cdot (1-0) / 3600 = 0.0384$$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0384	0.02212

С пылеподавлением

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 576$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 3.6$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } \underline{M} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 576 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.00332$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), } \underline{G} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 3.6 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.00576$$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.00576	0.00332

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 0.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 2$

Скорость ветра в диапазоне: 0.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 375$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 2.3$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

$$\text{Валовый выброс, т/год (9.24), } \underline{M} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 375 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.162$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), } \underline{G} = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 2.3 \cdot (1-0) / 3600 = 0.276$$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.276	0.162

С пылеподавлением

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется

экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0.85$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 375$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 2.3$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 375 \cdot (1-0.85) \cdot 10^{-6} = 0.0243$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 2 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 2.3 \cdot (1-0.85) / 3600 = 0.0414$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0414	0.0243

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003, Сварочные работы

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при сварочных работах (по величинам удельных

выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO_2 , $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO , $KNO = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 600$

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 3.75$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 600 / 10^6 = 0.00641$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 3.75 / 3600 = 0.01114$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 600 / 10^6 = 0.000552$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 3.75 / 3600 = 0.000958$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 600 / 10^6 = 0.00084$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 3.75 / 3600 = 0.001458$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 600 / 10^6 = 0.00198$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 3.75 / 3600 = 0.00344$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 600 / 10^6 = 0.00045$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 3.75 / 3600 = 0.000781$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 600 / 10^6 = 0.00072$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 3.75 / 3600 = 0.00125$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 600 / 10^6 = 0.000117$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 3.75 / 3600 = 0.000203$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 600 / 10^6 = 0.00798$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 3.75 / 3600 = 0.01385$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.01114	0.00641
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.000958	0.000552
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.00125	0.00072
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.000203	0.000117
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.01385	0.00798
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.000781	0.00045
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.00344	0.00198
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.001458	0.00084

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 58.5$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 58.5$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 5$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 5 = 0.003915$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 150$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.003915$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.0001633$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 58.5 + 3.15 \cdot 58.5) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.003915 = 0.00395$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00395 / 100 = 0.00394$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00395 / 100 = 0.00001106$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00001106
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.00394

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005, Разработка грунта бульдозером

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.9.3. Расчет выбросов вредных веществ неорганизованными источниками

Примечание: некоторые вспомогательные коэффициенты для пылящих материалов (кроме угля) взяты из: "Методических указаний по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии. Предприятия нерудных материалов и пористых заполнителей", Алма-Ата, НПО Амал, 1992г.

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Плодородный слой

Влажность материала в диапазоне: 5.0 - 7.0 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K0 = 1$

Скорость ветра в диапазоне: 2.0 - 5.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K1 = 1.2$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 80$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 1040$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 13$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах:

Валовый выброс, т/год (9.24), $M = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 1040 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.03995$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $G = K0 \cdot K1 \cdot K4 \cdot K5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600 = 1 \cdot 1.2 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 80 \cdot 13 \cdot (1-0) / 3600 = 0.1387$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.1387	0.03995

Монтаж установки КРС

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, Дизельный генератор 328 кВт

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 28.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 328

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 144

Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_g \cdot P_g = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 144 \cdot 328 = 0.41186304 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.41186304 / 0.531396731 = 0.775057534 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.699733333	0.912	0	0.699733333	0.912
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.113706667	0.1482	0	0.113706667	0.1482
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.045555556	0.057	0	0.045555556	0.057
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.109333333	0.1425	0	0.109333333	0.1425
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.564888889	0.741	0	0.564888889	0.741
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001093	0.000001568	0	0.000001093	0.000001568
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.010933333	0.01425	0	0.010933333	0.01425
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.264222222	0.342	0	0.264222222	0.342

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 112.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 372

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 66.22

Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 66.22 * 372 = 0.214807085 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.214807085 / 0.531396731 = 0.404231099 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.7936	3.6	0	0.7936	3.6
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.12896	0.585	0	0.12896	0.585
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.051666667	0.225	0	0.051666667	0.225
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.124	0.5625	0	0.124	0.5625
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.640666667	2.925	0	0.640666667	2.925
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.00000124	0.000006188	0	0.00000124	0.000006188
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0124	0.05625	0	0.0124	0.05625
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.299666667	1.35	0	0.299666667	1.35

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, Цементировочный агрегат

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 17.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 178

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 87.6

Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 87.6 * 178 = 0.135969216 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.135969216 / 0.531396731 = 0.255871382 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
--------	----	-----	----	---	-----	------	----

Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5
---	-----	-----	-----	-----	-----	------	--------

Таблица значений выбросов q_{ji} , г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_g / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.379733333	0.56	0	0.379733333	0.56
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061706667	0.091	0	0.061706667	0.091
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024722222	0.035	0	0.024722222	0.035
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059333333	0.0875	0	0.059333333	0.0875
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.306555556	0.455	0	0.306555556	0.455
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000593	0.000000963	0	0.000000593	0.000000963
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005933333	0.00875	0	0.005933333	0.00875
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0.143388889	0.21	0	0.143388889	0.21

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0005, Дизельгенератор

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 59

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_g , кВт, 125

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_g , г/кВт*ч, 87.6

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 * 10^{-6} * b_g * P_g = 8.72 * 10^{-6} * 87.6 * 125 = 0.095484 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.095484 / 0.531396731 = 0.179684959 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{zod} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO_2 и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.266666667	1.888	0	0.266666667	1.888
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.043333333	0.3068	0	0.043333333	0.3068
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.017361111	0.118	0	0.017361111	0.118
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.041666667	0.295	0	0.041666667	0.295
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.215277778	1.534	0	0.215277778	1.534
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000417	0.000003245	0	0.000000417	0.000003245
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.004166667	0.0295	0	0.004166667	0.0295
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.100694444	0.708	0	0.100694444	0.708

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6006, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 133.75**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 133.75**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 5**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение K_{PM} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 5 = 0.003915

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 250**

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot N_r$, **GHR = 0.003915**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 133.75 + 3.15 · 133.75) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.003915 = 0.00399**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00399 / 100 = 0.00398$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000163$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.00399 / 100 = 0.00001117$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0001633 / 100 = 0.000000457$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00001117
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.00398

Работы по реконструкции скважин

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Дизельный двигатель УПА 60/80

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 278.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 132.4

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 185.45

Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 185.45 \cdot 132.4 = 0.214107218 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.214107218 / 0.531396731 = 0.402914066 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.282453333	8.912	0	0.282453333	8.912
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.045898667	1.4482	0	0.045898667	1.4482
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.018388889	0.557	0	0.018388889	0.557
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.044133333	1.3925	0	0.044133333	1.3925
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	0.228022222	7.241	0	0.228022222	7.241

	(584)					
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000441	0.000015318	0	0.000000441	0.000015318
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.004413333	0.13925	0	0.004413333	0.13925
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.106655556	3.342	0	0.106655556	3.342

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0007, Привод силового блока

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 114

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 500

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 109

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 109 * 500 = 0.47524 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.47524 / 0.531396731 = 0.8943224 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.066666667	3.648	0	1.066666667	3.648
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.173333333	0.5928	0	0.173333333	0.5928
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.069444444	0.228	0	0.069444444	0.228
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.166666667	0.57	0	0.166666667	0.57
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.861111111	2.964	0	0.861111111	2.964
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001667	0.00000627	0	0.000001667	0.00000627
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.016666667	0.057	0	0.016666667	0.057

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.402777778	1.368	0	0.402777778	1.368
------	---	-------------	-------	---	-------------	-------

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0008, Дизельный двигатель бурового насоса

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 102.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 200

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 140

Температура отработавших газов T_{oz} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{oz} , кг/с:

$$G_{oz} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 140 \cdot 200 = 0.24416 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{oz} , кг/м³:

$$\gamma_{oz} = 1.31 / (1 + T_{oz} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{oz} , м³/с:

$$Q_{oz} = G_{oz} / \gamma_{oz} = 0.24416 / 0.531396731 = 0.459468389 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	3.28	0	0.426666667	3.28
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	0.533	0	0.069333333	0.533
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.205	0	0.027777778	0.205
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	0.5125	0	0.066666667	0.5125
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	2.665	0	0.344444444	2.665
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.000005638	0	0.000000667	0.000005638
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.05125	0	0.006666667	0.05125
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-	0.161111111	1.23	0	0.161111111	1.23

265П) (10)					
------------	--	--	--	--	--

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0009, Цементировочный агрегат

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 63.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 178

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 87.6

Температура отработавших газов T_{02} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{02} , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 * 10^{-6} * b_j * P_j = 8.72 * 10^{-6} * 87.6 * 178 = 0.135969216 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.135969216 / 0.531396731 = 0.255871382 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} * B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.379733333	2.032	0	0.379733333	2.032
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061706667	0.3302	0	0.061706667	0.3302
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024722222	0.127	0	0.024722222	0.127
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059333333	0.3175	0	0.059333333	0.3175
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.306555556	1.651	0	0.306555556	1.651
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000593	0.000003493	0	0.000000593	0.000003493
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005933333	0.03175	0	0.005933333	0.03175
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.143388889	0.762	0	0.143388889	0.762

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6007, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 279.25**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 279.25**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 5**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 5 = 0.003915

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 250**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.003915**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 279.25 + 3.15 · 279.25) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.003915 = 0.00407**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 99.72 · 0.00407 / 100 = 0.00406**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.00407 / 100 = 0.0000114**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.0000114
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.00406

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6008, Насос для перекачки дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), **Q = 0.04**

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **N1 = 5**

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **NN1 = 5**

Время работы одной единицы оборудования, час/год, **T = 720**

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), **G = Q · NN1 / 3.6 = 0.04 · 5 / 3.6 = 0.0556**

Валовый выброс, т/год (8.2), **M = (Q · N1 · T) / 1000 = (0.04 · 5 · 720) / 1000 = 0.144**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 99.72 · 0.144 / 100 = 0.1436**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0556 / 100 = 0.0554**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.144 / 100 = 0.000403**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0556 / 100 = 0.0001557**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001557	0.000403
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0554	0.1436

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6009, Блок приготовления бурового раствора

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.3. От испарения с открытых поверхностей земляных амбаров для мазута

Площадь испарения поверхности, м², $F = X_2 \cdot Y_2 = 0 \cdot 0 = 30$

Нормы убыли мазута в ОЗ период, кг/м² в месяц(п.5.3.3), $N1OZ = 2.16$

Нормы убыли мазута в ВЛ период, кг/м² в месяц(п.5.3.3), $N2VL = 2.88$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.45), $G = N2VL \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 30 / 2592 = 0.0333$

Валовый выброс, т/год (ф-ла 5.46), $G = (N1OZ + N2VL) \cdot 6 \cdot F \cdot 0.001 = (2.16 + 2.88) \cdot 6 \cdot 30 \cdot 0.001 = 4.535$

Валовый выброс, т/год, $M = 4.535$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0333	4.535

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6010, Емкость для тех масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 17.5$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 0.5$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 5$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 5 = 0.0003645$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.0003645$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (0.25 \cdot 17.5 + 0.25 \cdot 0.5) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0003645 = 0.000365$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000365 / 100 = 0.000365$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.000365

Источник загрязнения N 6011, Емкость бурового шлама

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов

в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту 5.3.1. При эксплуатации резервуаров для хранения нефтепродуктов

4 (южная) климатическая зона

Группа нефтепродуктов: 6 группа

Нефтепродукт: Прочие жидкие нефтепродукты

Производительность заправки, м³/час, $V_0 = 1.5$

Объем газовой смеси, м³/с, $VO = V_0 / 3600 = 1.5 / 3600 = 0.000417$

Максимальная концентрация паров углеводородов, г/м³, $C = 10$

Тип: Резервуары наземные стальные

Емкость резервуаров до 50 м³

Принято нефтепродукта в осенне-зимний период, тонн, $GNOZ = 54.425$

Принято нефтепродуктов в весенне-летний период, тонн, $GNVL = 54.425$

Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ОЗ период, кг/т(табл. 5.15), $N4OZ = 0.12$

Нормы убыли при приеме и хранении до 1 мес. 3,4,5,6 гр., ВЛ период, кг/т(табл. 5.15), $N4VL = 0.12$

Выбросы углеводородов в ОЗ период, т (ф-ла 5.42), $GOZ = (N4OZ + N3OZ \cdot (SOZ-1)) \cdot GNOZ \cdot 0.001 = (0.12 + 0 \cdot (0-1)) \cdot 54.425 \cdot 0.001 = 0.006531$

Выбросы углеводородов в ОЗ период, т (ф-ла 5.42), $GVL = (N4OZ + N3OZ \cdot (SOZ-1)) \cdot GNOZ \cdot 0.001 = (0.12 + 0 \cdot (0-1)) \cdot 54.425 \cdot 0.001 = 0.006531$

Выбросы углеводородов за год, т (ф-ла 5.40), $G = GOZ + GVL = 0.006531 + 0.006531 = 0.013062$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Максимальный разовый выброс, г/с (ф-ла 5.39), $G = VO \cdot C = 0.000417 \cdot 10 = 0.00417$

Валовый выброс, т/год, $M = 0.013062$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0041700	0.013062

ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

Источник загрязнения N 0010, Двигатель двигатель ЯМЗ -238

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД

211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 563.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 169

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 224.85

Температура отработавших газов T_{o2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{o2} , кг/с:

$$G_{o2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 224.85 \cdot 169 = 0.331356948 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{o2} , кг/м³:

$$\gamma_{o2} = 1.31 / (1 + T_{o2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{o2} , м³/с:

$$Q_{o2} = G_{o2} / \gamma_{o2} = 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{год} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без	т/год без	% очистки	г/сек с	т/год с
-----	---------	--------------	--------------	--------------	------------	------------

		<i>очистки</i>	<i>очистки</i>		<i>очисткой</i>	<i>очисткой</i>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.360533333	18.032	0	0.360533333	18.032
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	2.9302	0	0.058586667	2.9302
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	1.127	0	0.023472222	1.127
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	2.8175	0	0.056333333	2.8175
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	14.651	0	0.291055556	14.651
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000563	0.000030993	0	0.000000563	0.000030993
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.28175	0	0.005633333	0.28175
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	6.762	0	0.136138889	6.762

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0011, Дизельгенератор

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 494.85

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 200

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 140

Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 140 \cdot 200 = 0.24416 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.24416 / 0.531396731 = 0.459468389 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.426666667	15.8352	0	0.426666667	15.8352
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.069333333	2.57322	0	0.069333333	2.57322

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.027777778	0.9897	0	0.027777778	0.9897
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.066666667	2.47425	0	0.066666667	2.47425
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.344444444	12.8661	0	0.344444444	12.8661
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000667	0.000027217	0	0.000000667	0.000027217
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.006666667	0.247425	0	0.006666667	0.247425
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.161111111	5.9382	0	0.161111111	5.9382

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0012, Цементировочный агрегат

Список литературы:

1. "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 165

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 178

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 87.6

Температура отработавших газов T_{02} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{02} , кг/с:

$$G_{02} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 87.6 \cdot 178 = 0.135969216 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{02} , кг/м³:

$$\gamma_{02} = 1.31 / (1 + T_{02} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{02} , м³/с:

$$Q_{02} = G_{02} / \gamma_{02} = 0.135969216 / 0.531396731 = 0.255871382 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.379733333	5.28	0	0.379733333	5.28
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.061706667	0.858	0	0.061706667	0.858
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.024722222	0.33	0	0.024722222	0.33
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.059333333	0.825	0	0.059333333	0.825

0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.306555556	4.29	0	0.306555556	4.29
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000593	0.000009075	0	0.000000593	0.000009075
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005933333	0.0825	0	0.005933333	0.0825
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.143388889	1.98	0	0.143388889	1.98

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0013, Дизельный двигатель силового привода

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный

Расход топлива стационарной дизельной установки за год B_{200} , т, 527.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_j , кВт, 169

Удельный расход топлива на экпл./номин. режиме работы двигателя b_j , г/кВт*ч, 224.85

Температура отработавших газов T_{O_2} , К, 400

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов G_{O_2} , кг/с:

$$G_{O_2} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_j \cdot P_j = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 224.85 \cdot 169 = 0.331356948 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов γ_{O_2} , кг/м³:

$$\gamma_{O_2} = 1.31 / (1 + T_{O_2} / 273) = 1.31 / (1 + 400 / 273) = 0.531396731 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Q_{O_2} , м³/с:

$$Q_{O_2} = G_{O_2} / \gamma_{O_2} = 0.331356948 / 0.531396731 = 0.623558499 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов q_{ji} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_j / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{ji} \cdot B_{200} / 1000 \quad (2)$$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO₂ и 0.13 - для NO

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.360533333	16.88	0	0.360533333	16.88
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.058586667	2.743	0	0.058586667	2.743
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.023472222	1.055	0	0.023472222	1.055
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.056333333	2.6375	0	0.056333333	2.6375
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.291055556	13.715	0	0.291055556	13.715
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000000563	0.000029013	0	0.000000563	0.000029013

1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.005633333	0.26375	0	0.005633333	0.26375
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.136138889	6.33	0	0.136138889	6.33

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6012, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 875.425**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 875.425**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmх для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsг для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 50**

Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 875.425 + 3.15 · 875.425) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.001265**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 99.72 · 0.001265 / 100 = 0.001261**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M_ = CI · M / 100 = 0.28 · 0.001265 / 100 = 0.00000354**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G_ = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000354
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.000163	0.001261

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6013, Емкость для нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 20**

Коэффициент Kt (Прил. 7), **KT = 0.57**

KTMIN = 0.57

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 30**

Коэффициент Kt (Прил. 7), **KT = 0.74**

KTMAX = 0.74

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный вертикальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 5**

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$
 Категория веществ, $NAME = A, B, B$
 Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$
 Значение Kpm (Прил.8), $KPM = 0.1$
 Коэффициент, $KPSR = 0.1$
 Производительность заправки, м3/час, $QZ = 0.1$
 Производительность откачки, м3/час, $QOT = 0.1$
 Коэффициент, $KPMAX = 0.1$
 Общий объем резервуаров, м3, $V = 250$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 3220$
 Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.834$
 Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 3220 / (0.834 \cdot 250) = 15.44$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м3/час, $VCMAX = 0.1$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 45$
 $P = 45$
 Коэффициент, $KB = 1$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 45 \cdot 81 \cdot (0.74 \cdot 1 + 0.57) \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 3220 / (10^7 \cdot 0.834) = 0.1355$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 45 \cdot 81 \cdot 0.74 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 0.1) / 10^4 = 0.00044$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.1355 / 100 = 0.0982$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00044 / 100 = 0.000319$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.1355 / 100 = 0.0363$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00044 / 100 = 0.000118$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.1355 / 100 = 0.000474$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00044 / 100 = 0.00000154$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.1355 / 100 = 0.000298$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00044 / 100 = 0.000000968$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.1355 / 100 = 0.000149$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00044 / 100 = 0.000000484$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.1355 / 100 = 0.0000813$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00044 / 100 = 0.000000264$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000264	0.0000813
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.000319	0.0982
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.000118	0.0363
0602	Бензол (64)	0.00000154	0.000474
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000000484	0.000149
0621	Метилбензол (349)	0.000000968	0.000298

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6014, Насос для нефти

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
 Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Сырая нефть

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час(табл. 8.1), $Q = 0.02$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 5$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 5$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T_г = 6480$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.02 \cdot 5 / 3.6 = 0.0278$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T_г) / 1000 = (0.02 \cdot 5 \cdot 6480) / 1000 = 0.648$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.648 / 100 = 0.47$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.0278 / 100 = 0.02014$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.648 / 100 = 0.1737$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.0278 / 100 = 0.00745$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.648 / 100 = 0.00227$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.0278 / 100 = 0.0000973$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.648 / 100 = 0.001426$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.0278 / 100 = 0.0000612$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.648 / 100 = 0.000713$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.0278 / 100 = 0.0000306$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_г = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.648 / 100 = 0.000389$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_г = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.0278 / 100 = 0.00001668$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001668	0.000389
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.02014	0.47
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00745	0.1737
0602	Бензол (64)	0.0000973	0.00227
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0000306	0.000713
0621	Метилбензол (349)	0.0000612	0.001426

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6015, Емкость для тех.масла

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Масла}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 0.39$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 102.5$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 0.25$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 102.5$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, $VC = 1.5$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.00027$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 8$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 5$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение K_{PM} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $K_{PM} = 0.1$

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $K_{PSR} = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 5 = 0.0003645$

Коэффициент, $K_{PSR} = 0.1$

Коэффициент, $K_{PMAX} = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 40$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR$, $G_{HR} = 0.0003645$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (0.25 \cdot 102.5 + 0.25 \cdot 102.5) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0003645 = 0.0003696$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0003696 / 100 = 0.0003696$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0003696

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6016, Насос для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Расчет выбросов от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Тип нефтепродукта и средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Удельный выброс, кг/час (табл. 8.1), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 5$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 5$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 6528$

Максимальный из разовых выброс, г/с (8.1), $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 5 / 3.6 = 0.0556$

Валовый выброс, т/год (8.2), $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 5 \cdot 6528) / 1000 = 1.306$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);

Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 1.306 / 100 = 1.302$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0556 / 100 = 0.0554$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 1.306 / 100 = 0.00366$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0556 / 100 = 0.0001557$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001557	0.00366
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0554	1.302

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6017, Устье скважины

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил. Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил. Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 25$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 25 = 0.01153$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01153 / 3.6 = 0.0032$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 63.39 / 100 = 0.00203$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00203 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.047356$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 14.12 / 100 = 0.000452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000452 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.010544$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00285$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000848$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000848 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00198$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0032 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000858$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000858 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.002001$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 3 = 0.1166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1166 / 3.6 = 0.0324$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 63.39 / 100 = 0.02054$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.02054 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.47916$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 14.12 / 100 = 0.004575$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.004575 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.10672$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 3.82 / 100 = 0.001238$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001238 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02888$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.65 / 100 = 0.000859$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000859 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.020038$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0324 \cdot 2.68 / 100 = 0.000868$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000868 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.020245$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 18$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 6480$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 18 = 0.0001037$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001037 / 3.6 = 0.0000288$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001826$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001826 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000426$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000407$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000407 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000095$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000011$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000011 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000026$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000763$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000763 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000288 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000772$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000772 \cdot 6480 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	25	6480

Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	3	6480
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	18	6480

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0008680	0.111320
0405	Пентан (450)	0.0008590	0.110180
0410	Метан (727*)	0.0045750	0.586795
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0012380	0.158780
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0205400	2.634710

При эксплуатации месторождения

Источник загрязнения N 0001, ДЭС, мощностью 508 кВт

Список литературы:

- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
- Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 103.75$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 149.4$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 30 / 3600 = 0.865$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 30 / 10^3 = 4.48$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0346$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1793$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 39 / 3600 = 1.124$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 39 / 10^3 = 5.83$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 10 / 3600 = 0.288$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 10 / 10^3 = 1.494$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 25 / 3600 = 0.72$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 25 / 10^3 = 3.735$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 12 / 3600 = 0.346$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 12 / 10^3 = 1.793$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0346$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1793$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 103.75 \cdot 5 / 3600 = 0.144$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 149.4 \cdot 5 / 10^3 = 0.747$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8650000	4.4800000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.1240000	5.8300000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1440000	0.7470000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2880000	1.4940000

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.7200000	3.7350000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0346000	0.1793000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0346000	0.1793000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.3460000	1.7930000

Источник загрязнения N 6001, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 74.7**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 74.7**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 10**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 1 = 0.000783

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 10**

Сумма Ghri·Knp·Nr, **GHR = 0.000783**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 74.7 + 3.15 · 74.7) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.000783 = 0.000824**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 99.72 · 0.000824 / 100 = 0.000822**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.000824 / 100 = 0.000002307**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.000002307
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0008220

Источник загрязнения N 6002, Емкость для масла

Нефтепродукт, **NP = Масла**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), **C = 0.39**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 2**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 0.25**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 2**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.00027**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 10**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $K_{PSR} = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $G_{HRI} = 0.27$

$G_{HR} = G_{HR} + G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.00027 \cdot 1 = 0.0000729$

Коэффициент, $K_{PSR} = 0.1$

Коэффициент, $K_{PMAX} = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 10$

Сумма $G_{HRI} \cdot K_{NP} \cdot NR$, $G_{HR} = 0.0000729$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot K_{PMAX} \cdot VC / 3600 = 0.39 \cdot 0.1 \cdot 1.5 / 3600 = 0.00001625$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot K_{PMAX} \cdot 10^{-6} + G_{HR} = (0.25 \cdot 2 + 0.25 \cdot 2) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.0000729 = 0.000073$

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 100$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.000073 / 100 = 0.000073$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.00001625 / 100 = 0.00001625$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00001625	0.0000730

Источник загрязнения N 6003, Насос для перекачки дизтоплива

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту Выбросы при работе теплообменной аппаратуры и средств перекачки (табл. 5.4)

Вид нефтепродукта или средняя температура жидкости: Керосин, дизтопливо и жидкости с температурой кипения 120-300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Удельный выброс, кг/час (табл. 5.4), $Q = 0.04$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 1$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 1$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 8760$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.0111$

Валовый выброс, т/год, $M = (Q \cdot N1 \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 8760) / 1000 = 0.3504$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0111000	0.3504000

Источник загрязнения N 0002, ДЭС, мощностью 20 кВт

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

2. Временные рекомендации по расчету выбросов

от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 5.76$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 30 / 3600 = 0.0333$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 30 / 10^3 = 0.1728$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001333$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00691$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 39 / 3600 = 0.0433$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 39 / 10^3 = 0.2246$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 10 / 3600 = 0.0111$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 10 / 10^3 = 0.0576$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 25 / 3600 = 0.0278$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 25 / 10^3 = 0.144$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 12 / 3600 = 0.01333$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 12 / 10^3 = 0.0691$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.001333$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00691$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 4 \cdot 5 / 3600 = 0.00556$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 5.76 \cdot 5 / 10^3 = 0.0288$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0333000	0.1728000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433000	0.2246000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0055600	0.0288000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0111000	0.0576000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0278000	0.1440000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0013330	0.0069100
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0013330	0.0069100
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0133300	0.0691000

Источник загрязнения N 0003, Котел Ферроли NC-400

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **КЗ = Газ (природный)**

Расход топлива, тыс.м3/год, **BT = 39**

Расход топлива, л/с, **BG = 2.5**

Месторождение, **M = Бухара-Урал**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/м3(прил. 2.1), **QR = 6648**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 6648 · 0.004187 = 27.84**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **A1R = 0**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **S1R = 0**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 81**

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 81**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0776**

Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.0776 · (81 / 81)^{0.25} = 0.0776**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 39 · 27.84 · 0.0776 · (1-0) = 0.0843**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1-B) = 0.001 · 2.5 · 27.84 · 0.0776 · (1-0) = 0.0054**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, **M = 0.8 · MNOT = 0.8 · 0.0843 = 0.0674**

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.0054 = 0.00432$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.0843 = 0.01096$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.0054 = 0.000702$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), $NSO2 = 0.2$

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), $H2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1 - NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BT = 0.02 \cdot 39 \cdot 0 \cdot (1 - 0.2) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 39 = 0$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G = 0.02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1 - NSO2) + 0.0188 \cdot H2S \cdot BG = 0.02 \cdot 2.5 \cdot 0 \cdot (1 - 0.2) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 2.5 = 0$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q4 = 0.5$

Кол-во окиси углерода на единицу тепла, кг/Гдж(табл. 2.1), $KCO = 0.25$

Тип топки: Паровые и водогрейные котлы

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³, $CCO = QR \cdot KCO = 27.84 \cdot 0.25 = 6.96$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q4 / 100) = 0.001 \cdot 39 \cdot 6.96 \cdot (1 - 0.5 / 100) = 0.27$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q4 / 100) = 0.001 \cdot 2.5 \cdot 6.96 \cdot (1 - 0.5 / 100) = 0.0173$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0043200	0.0674000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0007020	0.0109600
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0173000	0.2700000

Источник загрязнения N 0004, Котел Ферроли NC-140

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, **КЗ = Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)**

Расход топлива, т/год, **BT = 118.26**

Расход топлива, г/с, **BG = 3.75**

Марка топлива, **M = Дизельное топливо**

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), **QR = 10210**

Пересчет в МДж, **QR = QR · 0.004187 = 10210 · 0.004187 = 42.75**

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), **AR = 0.025**

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), **A1R = 0.025**

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), **SR = 0.3**

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), **S1R = 0.3**

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, **QN = 126**

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, **QF = 126**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), **KNO = 0.0806**

Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, **B = 0**

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), **KNO = KNO · (QF / QN)^{0.25} = 0.0806 · (126 / 126)^{0.25} = 0.0806**

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), **MNOT = 0.001 · BT · QR · KNO · (1 - B) = 0.001 · 118.26 · 42.75 · 0.0806 · (1 - 0) = 0.4075**

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), **MNOG = 0.001 · BG · QR · KNO · (1 - B) = 0.001 · 3.75 · 42.75 · 0.0806 · (1 - 0) = 0.01292**

Выброс азота диоксида (0301), т/год, $M = 0.8 \cdot MNOT = 0.8 \cdot 0.4075 = 0.326$

Выброс азота диоксида (0301), г/с, $G = 0.8 \cdot MNOG = 0.8 \cdot 0.01292 = 0.01034$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $M = 0.13 \cdot MNOT = 0.13 \cdot 0.4075 = 0.053$

Выброс азота оксида (0304), г/с, $G = 0.13 \cdot MNOG = 0.13 \cdot 0.01292 = 0.00168$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), $NSO2 = 0.02$

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), $H_2S = 0$

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $M_{\text{сер}} = 0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1 - NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BT = 0.02 \cdot 118.26 \cdot 0.3 \cdot (1 - 0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 118.26 = 0.695$

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $G_{\text{сер}} = 0.02 \cdot BG \cdot SIR \cdot (1 - NSO_2) + 0.0188 \cdot H_2S \cdot BG = 0.02 \cdot 3.75 \cdot 0.3 \cdot (1 - 0.02) + 0.0188 \cdot 0 \cdot 3.75 = 0.02205$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q_4 = 0.5$

Кол-во окиси углерода на единицу тепла, кг/Гдж(табл. 2.1), $KCO = 0.32$

Тип топки: Камерная топка

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³, $CCO = QR \cdot KCO = 42.75 \cdot 0.32 = 13.68$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $M_{\text{CO}} = 0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 118.26 \cdot 13.68 \cdot (1 - 0.5 / 100) = 1.61$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $G_{\text{CO}} = 0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1 - Q_4 / 100) = 0.001 \cdot 3.75 \cdot 13.68 \cdot (1 - 0.5 / 100) = 0.051$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), $F = 0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $M_{\text{тв}} = BT \cdot AR \cdot F = 118.26 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.02957$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $G_{\text{тв}} = BG \cdot AIR \cdot F = 3.75 \cdot 0.025 \cdot 0.01 = 0.000938$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0103400	0.3260000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0016800	0.0530000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0009380	0.0295700
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0220500	0.6950000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0510000	1.6100000

Источник загрязнения N 0005, Печь УН-02 №1

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ природный

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 80$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 0.12$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.12 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.051$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.12 / 3.6 = 0.0333$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 0.12$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.12 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.051$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.12 / 3.6 = 0.0333$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.62$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт, $MVT = 0.73$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.73 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 2628$
где $3.6 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.62 \cdot 80 / 1 = 3810.2$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.81$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 3810.2 / 2628 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.81 \cdot 10^{-6} = 0.000227$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 80 \cdot 1.62 = 1016.1$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 1016.1 / 3600 = 0.282$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1016.1 \cdot 0.000227 = 0.2307$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.2307 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 2.02$
 Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.2307 / 3.6 = 0.0641$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO_2 = 0.8$
 Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$
 Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 2.02 = 1.616$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.0641 = 0.0513$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 2.02 = 0.2626$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.0641 = 0.00833$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0513000	1.6160000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0083300	0.2626000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0333000	1.0510000
0410	Метан (727*)	0.0333000	1.0510000

Источник загрязнения N 0006, Печь УН-02 №2

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ природный

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T_ = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 28$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^{-3} = 0.042$

Валовый выброс, т/год, $M_ = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.368$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^{-3} = 0.042$

Валовый выброс, т/год, $M_ = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.368$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.62$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт, $MVT = 0.29$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.29 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 1044$
 где $3.6 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.62 \cdot 28 / 1 = 1333.6$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение V_{сг}/V_г при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.81$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 1333.6 / 1044 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.81 \cdot 10^{-6} = 0.0002$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 28 \cdot 1.62 = 355.6$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO_ = VR / 3600 = 355.6 / 3600 = 0.0988$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 355.6 \cdot 0.0002 = 0.0711$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0711 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.623$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0711 / 3.6 = 0.01975$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 0.623 = 0.498$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{max}} = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.01975 = 0.0158$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 0.623 = 0.081$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{max}} = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.01975 = 0.00257$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0158000	0.4980000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025700	0.0810000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0116700	0.3680000
0410	Метан (727*)	0.0116700	0.3680000

Источник загрязнения N 0007, Печь ППТ-02 основная

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу

различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ природный

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 28$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^{-3} = 0.042$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.368$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{max}} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^{-3} = 0.042$

Валовый выброс, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.368$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{max}} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.62$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт, $MVT = 0.29$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.29 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 1044$

где $3.6 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.62 \cdot 28 / 1 = 1333.6$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.81$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 1333.6 / 1044 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.81 \cdot 10^{-6} = 0.0002$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 28 \cdot 1.62 = 355.6$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 355.6 / 3600 = 0.0988$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 355.6 \cdot 0.0002 = 0.0711$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0711 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.623$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $GI = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0711 / 3.6 = 0.01975$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 0.623 = 0.498$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{max}} = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.01975 = 0.0158$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 0.623 = 0.081$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{max}} = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.01975 = 0.00257$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0158000	0.4980000

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025700	0.0810000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0116700	0.3680000
0410	Метан (727*)	0.0116700	0.3680000

Источник загрязнения N 0008, Печь ППТ-02 резерв

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ природный

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 28$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^{-3} = 0.042$

Валовый выброс, т/год, $M_ = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.368$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 28 \cdot 10^{-3} = 0.042$

Валовый выброс, т/год, $M_ = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.042 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.368$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.042 / 3.6 = 0.01167$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.62$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Тепловая мощность одной топки, МВт, $MVT = 0.29$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = MVT \cdot 3.6 \cdot 10^3 / NN = 0.29 \cdot 3.6 \cdot 10^3 / 1 = 1044$
где $3.6 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из МВт в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.62 \cdot 28 / 1 = 1333.6$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.81$

Концентрация окислов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 1333.6 / 1044 \cdot 1^{0.5} \cdot 0.81 \cdot 10^{-6} = 0.0002$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 28 \cdot 1.62 = 355.6$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO_ = VR / 3600 = 355.6 / 3600 = 0.0988$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 355.6 \cdot 0.0002 = 0.0711$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0711 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.623$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0711 / 3.6 = 0.01975$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 0.623 = 0.498$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.01975 = 0.0158$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 0.623 = 0.081$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.01975 = 0.00257$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0158000	0.4980000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025700	0.0810000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0116700	0.3680000
0410	Метан (727*)	0.0116700	0.3680000

Источник загрязнения N 0007, Сварочный агрегат

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

2. Временные рекомендации по расчету выбросов

от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 10$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 14.4$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 30 / 3600 = 0.0833$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 30 / 10^3 = 0.432$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00333$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01728$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 39 / 3600 = 0.1083$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 39 / 10^3 = 0.562$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 10 / 3600 = 0.0278$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 10 / 10^3 = 0.144$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 25 / 3600 = 0.0694$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 25 / 10^3 = 0.36$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 12 / 3600 = 0.0333$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 12 / 10^3 = 0.1728$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 1.2 / 3600 = 0.00333$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01728$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 10 \cdot 5 / 3600 = 0.0139$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 14.4 \cdot 5 / 10^3 = 0.072$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0833000	0.4320000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1083000	0.5620000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0139000	0.0720000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0278000	0.1440000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0694000	0.3600000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0033300	0.0172800
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0033300	0.0172800
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0333000	0.1728000

Источник загрязнения N 0008, Факел (аварийный) не нормируемая

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

Площадка: м/р Кемерколь
 Цех: Пункт сбора и сепарации нефти
 Источник: 0007
 Наименование: Факел (аварийный)
 Тип: Высотная
 Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
 Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	60	37.7711497	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	22	25.9584932	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	9	15.5730947	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	6	13.6845372	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2	5.66233711	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	0.6	0.65960015	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	0.4	0.69078770	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **25.48453**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.6**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2415$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2415 * (800 + 273) / 25.48453)^{0.5} = 661.5398383$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.116**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.116 / (3.141592654 * 0.1^2) = 14.76957872$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.116 * 0.6 = 69.6$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.022326061 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 25.4845300) = 77.88254286$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	1.3920000
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.2088000
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0348000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.1392000

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_{м}) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 69.6000000 * (3.67 * 0.9984000 * 77.8825429 + 0.6907877) - 1.3920000 - 0.0348000 - 0.1392000 = 197.533426$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 60 + 152 * 22 + 218 * 9 + 283 * 6 + 349 * 2 + 56 * 0 = 12832$$

где $[CH_2]_o$ - содержание метана, %;
 $[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;
 $[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;
 $[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;
 $[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (25.48453)^{0.5} = 0.242314583$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0.290836382$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.290836382)$$

$$= 14.12335619$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 14.12335619 = 15.12335619$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12832 * (1-0.242314583) * 0.9984) / (15.12335619 * 0.4) = 2404.647632$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (12832 * (1-0.242314583) * 0.9984) / (15.12335619 * 0.4) = 2404.647632$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.116 * 15.12335619 * (273 + 2404.647632) / 273 = 17.20667469$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_e = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_f^2 = 1.27 * 17.20667469 / 0.259^2 = 325.7625387$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 72;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	1.392	0.3608064
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2088	0.05412096
0410	Метан (727*)	0.0348	0.00902016
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1392	0.03608064
0380	Диоксид углерода	197.533426	51.20066403

Источник загрязнения N 6004, Блок реагентов

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X * Q * N = 0.05 * 0.000396 * 4 = 0.0000792$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000792 / 3.6 = 0.000022$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = G * C / 100 = 0.000022 * 27.83 / 100 = 0.00000612$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{max} * T * 3600 / 10^6 = 0.00000612 * 8760 * 3600 / 10^6 = 0.000193$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 14.7 / 100 = 0.000003234$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003234 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000102$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 7.42 / 100 = 0.000001632$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001632 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000515$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000022 \cdot 9.3 / 100 = 0.000002046$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002046 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000645$

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 2 = 0.00949$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00949 / 3.6 = 0.002636$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 27.83 / 100 = 0.000734$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000734 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02315$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 14.7 / 100 = 0.0003875$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0003875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01222$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 7.42 / 100 = 0.0001956$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001956 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00617$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.002636 \cdot 9.3 / 100 = 0.000245$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000245 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00773$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	4	8760
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	2	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0007340	0.0233430
0403	Гексан (135)	0.0002450	0.0077945

0405	Пентан (450)	0.0001956	0.0062215
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0003875	0.0123220

Источник загрязнения N 6005, Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды (НГ СВ)

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 24 = 0.01107$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01107 / 3.6 = 0.003075$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 63.39 / 100 = 0.00195$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0615$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 14.12 / 100 = 0.000434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001175$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003705$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000815$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000815 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00257$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 8 = 0.311$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.311 / 3.6 = 0.0864$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 63.39 / 100 = 0.0548$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0548 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 1.728$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 14.12 / 100 = 0.0122$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0122 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.385$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 3.82 / 100 = 0.0033$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0033 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.104$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.65 / 100 = 0.00229$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00229 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0722$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0864 \cdot 2.68 / 100 = 0.002316$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002316 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.073$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 35$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 35 = 0.0002016$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002016 / 3.6 = 0.000056$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000355$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000355 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00112$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 14.12 / 100 = 0.0000079$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000079 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000249$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000214$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000214 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000675$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000468$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000056 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000015$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000015 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000473$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	24	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	8	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	35	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0023160	0.0756473

0405	Пентан (450)	0.0022900	0.0748168
0410	Метан (727*)	0.0122000	0.3989490
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0033000	0.1077725
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0548000	1.7906200

Источник загрязнения N 6006, Газовый сепаратор

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000376$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000376 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001186$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 45.69 / 100 = 0.001563$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001563 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0493$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 22.9 / 100 = 0.000783$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0247$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 12.08 / 100 = 0.000413$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000413 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01302$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.136008$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.46$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.46 \cdot 0.136008 \cdot 2 = 0.1251$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.1251 / 3.6 = 0.03475$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000382$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000382 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001205$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 45.69 / 100 = 0.01588$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01588 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.501$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 22.9 / 100 = 0.00796$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00796 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.251$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.03475 \cdot 12.08 / 100 = 0.0042$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0042 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1325$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Утечки из паровой фазы

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000264$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000833$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 45.69$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 45.69 / 100 = 0.00001097$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000346$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 22.9$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 22.9 / 100 = 0.0000055$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000055 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001734$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 12.08$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 12.08 / 100 = 0.0000029$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000029 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000915$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Утечки из паровой фазы	2	8760
Предохранительные клапаны (парогазовые потоки)	Утечки из паровой фазы	2	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Утечки из паровой фазы	4	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0158800	0.5506460
0405	Пентан (450)	0.0042000	0.1456115
0410	Метан (727*)	0.0000382	0.001324433
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0079600	0.2758734

Источник загрязнения N 6007-6008, Горизонтальный отстойник нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = -2$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.27$

$KTMIN = 0.27$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 80$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 1.25$

$KTMAX = 1.25$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость"** (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 73$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 2$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 1$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 146$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 100000$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.8$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 100000 / (0.8 \cdot 146) = 856.2$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/час, $VCMAX = 1.5$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 545$

, $P = 545$

Коэффициент K_v (Прил.9), $KB = 1.015$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 80$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 80 + 45 = 93$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 545 \cdot 93 \cdot (1.25 \cdot 1.015 + 0.27) \cdot 0.1 \cdot 1.35 \cdot 100000 / (10^7 \cdot 0.8) = 38.7$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 545 \cdot 93 \cdot 1.25 \cdot 0.1 \cdot 1.015 \cdot 1.5) / 10^4 = 0.1572$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 38.7 / 100 = 28.04$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.1572 / 100 = 0.114$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 38.7 / 100 = 10.37$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.1572 / 100 = 0.0421$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 38.7 / 100 = 0.1354$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.1572 / 100 = 0.00055$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 38.7 / 100 = 0.0851$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.1572 / 100 = 0.000346$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 38.7 / 100 = 0.0426$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1572 / 100 = 0.000173$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 38.7 / 100 = 0.0232$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1572 / 100 = 0.0000943$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000943	0.0232000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1140000	28.0400000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0421000	10.3700000
0602	Бензол (64)	0.0005500	0.1354000
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001730	0.0426000
0621	Метилбензол (349)	0.0003460	0.0851000

Источник загрязнения N 6009, Дренажная емкость

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 27.83 / 100 = 0.0022$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0022 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0694$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 14.7 / 100 = 0.001161$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001161 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0366$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 7.42 / 100 = 0.000586$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000586 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.01848$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 9.3 / 100 = 0.000735$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000735 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0232$
 Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
 Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости
 Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{max}} = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 27.83 / 100 = 0.00001837$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001837 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000579$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 14.7 / 100 = 0.0000097$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000097 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000306$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 7.42 / 100 = 0.0000049$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000049 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001545$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000614$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000614 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001936$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные)	Утечки из легкой жидкости	12	8760

среды)			
--------	--	--	--

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0022000	0.0699790
0403	Гексан (135)	0.0007350	0.0233936
0405	Пентан (450)	0.0005860	0.0186345
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0011610	0.0369060

Источник загрязнения N 6010-6028, Резервуары для нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -2**

Коэффициент Kt (Прил. 7), **KT = 0.27**

KTMIN = 0.27

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 80**

Коэффициент Kt (Прил. 7), **KT = 1.25**

KTMAX = 1.25

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 100**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 18**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 3**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmх(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 1800**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 100000**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.8**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 100000 / (0.8 · 1800) = 69.4**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.633**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его заправки, м3/час, **VCMAX = 1.5**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 445**

, **P = 445**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 80**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 80 + 45 = 93**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · V / (10⁷ · RO) = 0.294 · 445 · 93 · (1.25 · 1 + 0.27) · 0.1 · 1.633 · 100000 / (10⁷ · 0.8) = 37.75**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 445 · 93 · 1.25 · 0.1 · 1 · 1.5) / 10⁴ = 0.1265**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 37.75 / 100 = 27.35**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.1265 / 100 = 0.0917**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 37.75 / 100 = 10.12**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.1265 / 100 = 0.0339**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 37.75 / 100 = 0.132**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.1265 / 100 = 0.000443**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 37.75 / 100 = 0.083**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.1265 / 100 = 0.0002783**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 37.75 / 100 = 0.0415$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1265 / 100 = 0.0001392$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 37.75 / 100 = 0.02265$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1265 / 100 = 0.0000759$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000759	0.0226500
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0917000	27.3500000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0339000	10.1200000
0602	Бензол (64)	0.0004430	0.1320000
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001392	0.0415000
0621	Метилбензол (349)	0.0002783	0.0830000

Источник загрязнения N 6029, Буферная емкость для пластовой воды

При эксплуатации скважин на территории площадки предусмотрена емкость для временного хранения пластовой воды V=73 м3							
Объем пластового флюида составит - 70 м3/сут.							
Период хранения составит:					8760	час	
Расчет выбросов при хранении пластового флюида выполнен в соответствии с методикой [1] по формуле:							
P _{вал} = F*q* K ₁₁		кг/час					
q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения,							
принимается по таблице 5.9					q	0,02	кг/(час*м2)
K11 - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5					K11	0,15	
F - площадь испарения					F	0,05	м2
Выбросы загрязняющих веществ от емкости для временного хранения							
пластовой жидкости сведены в таблицу							
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс				
1	2	3	4				
415	Углеводороды C1-C5	0,0000417	0,001314				
Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014 г. №221-п							

Источник загрязнения N 6030, Вертикальный сепаратор для нефти

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 63.39 / 100 = 0.00334$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00334 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1053$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 14.12 / 100 = 0.000744$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000744 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02346$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 3.82 / 100 = 0.0002013$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00635$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001397$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001397 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.004406$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001412$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001412 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00445$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 6 = 0.0001188$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001188 / 3.6 = 0.000033$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000209$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000209 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000659$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000466$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000466 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000147$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000126$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000126 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000397$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000875$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000875 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000276$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000033 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000884$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000884 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000279$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Неочищенный нефтяной газ	6	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
-----	-----------------	------------	--------------

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001412	0.0044779
0405	Пентан (450)	0.0001397	0.0044336
0410	Метан (727*)	0.0007440	0.0236070
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0002013	0.0063897
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0033400	0.1059590

Источник загрязнения N 6031-6032, Емкость для дизтоплива

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Дизельное топливо**

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3 (Прил. 12), **C = 3.92**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), **YY = 2.36**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 69.21**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), **YYY = 3.15**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 69.21**

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м3/ч, **VC = 1.5**

Коэффициент (Прил. 12), **KNP = 0.0029**

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 20**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpm для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPM = 0.1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров (Прил. 8), **KPSR = 0.1**

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), **GHRI = 0.27**

GHR = GHR + GHRI · KNP · NR = 0 + 0.27 · 0.0029 · 2 = 0.001566

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 40**

Сумма Ghri · Knp · Nr, **GHR = 0.001566**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C · KPMAX · VC / 3600 = 3.92 · 0.1 · 1.5 / 3600 = 0.0001633**

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY · BOZ + YYY · BVL) · KPMAX · 10⁻⁶ + GHR = (2.36 · 69.21 + 3.15 · 69.21) · 0.1 · 10⁻⁶ + 0.001566 = 0.001604**

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 99.72**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 99.72 · 0.001604 / 100 = 0.0016**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 99.72 · 0.0001633 / 100 = 0.000163**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.28**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **M = CI · M / 100 = 0.28 · 0.001604 / 100 = 0.00000449**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **G = CI · G / 100 = 0.28 · 0.0001633 / 100 = 0.000000457**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000000457	0.00000449
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0001630	0.0016000

Источник загрязнения N 6033-6036, Насос для налива нефти

Вид нефтепродукта или средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С

Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Удельный выброс, кг/час (табл. 5.4), **Q = 0.02**

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **N1 = 4**

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., **NN1 = 4**

Время работы одной единицы оборудования, час/год, **T = 8760**

Максимальный разовый выброс, г/с, **G = Q · NN1 / 3.6 = 0.02 · 4 / 3.6 = 0.0222**

Валовый выброс, т/год, **M = (Q · N1 · T) / 1000 = (0.02 · 4 · 8760) / 1000 = 0.701**

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
-----	-----------------	------------	--------------

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0222000	0.7010000
------	---	-----------	-----------

Источник загрязнения N 6037-6038, Мультфазный насос

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
п.5.3. Методика по расчету норм естественной убыли углеводородов в атмосферу на предприятиях нефтепродуктов

Расчет по пункту Выбросы при работе теплообменной аппаратуры и средств перекачки (табл. 5.4)

Вид нефтепродукта или средняя температура жидкости: Нефть, мазут и жидкости с температурой кипения >300 гр.С
Наименование аппаратуры или средства перекачки: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

Удельный выброс, кг/час(табл. 5.4), $Q = 0.02$

Общее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $N1 = 2$

Одновременно работающее количество аппаратуры или средств перекачки, шт., $NN1 = 2$

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T_ = 8760$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = Q \cdot NN1 / 3.6 = 0.02 \cdot 2 / 3.6 = 0.0111$

Валовый выброс, т/год, $M_ = (Q \cdot N1 \cdot T_) / 1000 = (0.02 \cdot 2 \cdot 8760) / 1000 = 0.3504$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0111000	0.3504000

Источник загрязнения N 6039-6042, Нефтеналивной стояк АСН-100

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_ = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 16 = 0.00738$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00738 / 3.6 = 0.00205$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 63.39 / 100 = 0.0013$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0013 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.041$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002895$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002895 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00913$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000783$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000783 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000543$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000543 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001712$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 0.00205 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000549$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000549 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00173$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_ = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 12 = 0.0000691$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000691 / 3.6 = 0.0000192$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 63.39 / 100 = 0.00001217$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001217 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000384$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000271$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000855$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 3.82 / 100 = 0.000000733$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000733 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000231$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.65 / 100 = 0.000000509$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000509 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001605$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000192 \cdot 2.68 / 100 = 0.000000515$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000515 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001624$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	16	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000549	0.00174624
0405	Пентан (450)	0.0000543	0.00172805
0410	Метан (727*)	0.0002895	0.0092155
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000783	0.0024931
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0013000	0.0413840

Источник загрязнения N 6043, Отстойник для воды ОГЖФ

При эксплуатации скважин на территории площадки предусмотрен отстойник для временного хранения пластовой воды $V=73$ м³

Объем пластового флюида составит - 70 м³/сут.

Период хранения составит: 8760 час

Расчет выбросов при хранении пластового флюида выполнен в соответствии с методикой [1] по формуле:

$P_{вал} =$	$F \cdot q \cdot K_{11}$	кг/час							
q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения,									
принимается по таблице 5.9				q	0,02	кг/(час*м ²)			
K_{11} - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5				K_{11}	0,15				
F - площадь испарения				F	0,05	м ²			
Выбросы загрязняющих веществ от емкости для временного хранения									
пластовой жидкости сведены в таблицу									
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс						
1	2	3	4						
415	Углеводороды C1-C5	0,0000417	0,001314						

Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и

нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014 г. №221-п

Источник загрязнения N 6044, Насос для закачки пластовой воды

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнений, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,0317098		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,8571		доли/ед.
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	0,1097		доли/ед.
углеводород C ₁₂ -C ₁₉ , с _{ji}	0,0323		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,00045		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	10		шт.
ЗРА, шт; n _j	6		шт.
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^1 Y_{nyj} = \sum_{j=1}^1 \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{nyj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{nyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,11		мг/с
утечки от ЗРА, g _{nyj}	3,61		мг/с
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,05		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,07		
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	1,34668		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₆-C₁₀}	0,17236		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁₂-C₁₉}	0,05075		мг/с
выбросы вредного вещества, Y _{nyCера}	0,00071		мг/с
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,00135 г/с	0,0424688	т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₆-C₁₀}	0,000172 г/с	0,0054356	т/г
валовые выбросы, Y _{nyC₁₂-C₁₉}	0,000051 г/с	0,0016004	т/г
валовые выбросы, Y _{nyCера}	0,000001 г/с	0,0000223	т/г
Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии. Приложение №2 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 г. №100-п			

Источник загрязнения N 6045, Сварочный пост

Список литературы:

Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO₂, **KNO₂ = 0.8**

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO, **KNO = 0.13**

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, **B = 500**

Фактический максимальный расход сварочных материалов,

с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, **BMAX = 1**

Удельное выделение сварочного аэрозоля,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$
в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 500 / 10^6 = 0.00535$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 1 / 3600 = 0.00297$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 500 / 10^6 = 0.00046$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 1 / 3600 = 0.0002556$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.4$
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 500 / 10^6 = 0.0007$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 1 / 3600 = 0.000389$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 3.3$
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00165$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 1 / 3600 = 0.000917$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 500 / 10^6 = 0.000375$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 1 / 3600 = 0.0002083$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0006$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 1 / 3600 = 0.000333$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 500 / 10^6 = 0.0000975$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 1 / 3600 = 0.0000542$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ,
г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$
Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 500 / 10^6 = 0.00665$
Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 1 / 3600 = 0.003694$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.0029700	0.0053500
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.0002556	0.0004600

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0003330	0.0006000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0000542	0.0000975
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0036940	0.0066500
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.0002083	0.0003750
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.0009170	0.0016500
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0003890	0.0007000

Источник загрязнения N 6046, Выбросные линии

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 36$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 36 = 0.0166$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0166 / 3.6 = 0.00461$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 63.39 / 100 = 0.00292$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00292 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.092$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 14.12 / 100 = 0.000651$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000651 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02053$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 3.82 / 100 = 0.000176$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000176 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00555$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.65 / 100 = 0.0001222$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001222 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00385$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00461 \cdot 2.68 / 100 = 0.0001235$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001235 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003895$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	36	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0001235	0.0038950
0405	Пентан (450)	0.0001222	0.0038500
0410	Метан (727*)	0.0006510	0.0205300

0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0001760	0.0055500
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0029200	0.0920000

Источник загрязнения N 6047-6058, Устье скважин

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 24$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 24 = 0.01107$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01107 / 3.6 = 0.003075$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 63.39 / 100 = 0.00195$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00195 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0615$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 14.12 / 100 = 0.000434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0137$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 3.82 / 100 = 0.0001175$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001175 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.003705$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000815$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000815 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00257$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.003075 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0026$

Наименование оборудования: Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.111024$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.35$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.35 \cdot 0.111024 \cdot 12 = 0.466$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.466 / 3.6 = 0.1294$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 63.39 / 100 = 0.082$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.082 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 2.586$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 14.12 / 100 = 0.01827$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01827 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.576$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 3.82 / 100 = 0.00494$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00494 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1558$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 2.65 / 100 = 0.00343$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00343 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1082$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.1294 \cdot 2.68 / 100 = 0.00347$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00347 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1094$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 48$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 48 = 0.0002765$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002765 / 3.6 = 0.0000768$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000487$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000487 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001536$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 14.12 / 100 = 0.00001084$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001084 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000342$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 3.82 / 100 = 0.000002934$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002934 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000925$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 2.65 / 100 = 0.000002035$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000002035 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000642$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000768 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000206$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000206 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000065$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	24	8760
Предохранительные клапаны (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	12	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	48	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0034700	0.1120650

0405	Пентан (450)	0.0034300	0.1108342
0410	Метан (727*)	0.0182700	0.5900420
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0049400	0.1595975
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0820000	2.6490360

Источник загрязнения N 6059-6070, Резервуары для нефти

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = -2**

Коэффициент Kt (Прил. 7), **KT = 0.27**

KTMIN = 0.27

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 80**

Коэффициент Kt (Прил. 7), **KT = 1.25**

KTMAX = 1.25

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 75**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 12**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 1**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpm(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 900**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 100000**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.8**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 100000 / (0.8 · 900) = 138.9**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.35**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 1.5**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 545**

, **P = 545**

Коэффициент Kв(Прил.9), **KB = 1.015**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 80**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 80 + 45 = 93**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 545 · 93 · (1.25 · 1.015 + 0.27) · 0.1 · 1.35 · 100000 / (10⁷ · 0.8) = 38.7**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 545 · 93 · 1.25 · 0.1 · 1.015 · 1.5) / 10⁴ = 0.1572**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 38.7 / 100 = 28.04**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.1572 / 100 = 0.114**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 38.7 / 100 = 10.37**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.1572 / 100 = 0.0421**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 38.7 / 100 = 0.1354**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.1572 / 100 = 0.00055**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.22**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.22 · 38.7 / 100 = 0.0851**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.22 · 0.1572 / 100 = 0.000346**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.11**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.11 · 38.7 / 100 = 0.0426**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.1572 / 100 = 0.000173$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 38.7 / 100 = 0.0232$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.1572 / 100 = 0.0000943$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000943	0.0232000
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1140000	28.0400000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0421000	10.3700000
0602	Бензол (64)	0.0005500	0.1354000
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0001730	0.0426000
0621	Метилбензол (349)	0.0003460	0.0851000

Источник загрязнения N 6071, АГЗУ

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.006588$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.07$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.07 \cdot 0.006588 \cdot 14 = 0.00646$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.00646 / 3.6 = 0.001794$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 63.39 / 100 = 0.001137$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001137 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.03586$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 14.12 / 100 = 0.0002533$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0002533 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00799$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 3.82 / 100 = 0.0000685$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000685 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00216$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.65 / 100 = 0.0000475$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000475 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001498$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.001794 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000481$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000481 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001517$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000288$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.02$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 28$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.02 \cdot 0.000288 \cdot 28 = 0.0001613$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001613 / 3.6 = 0.0000448$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 63.39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 63.39 / 100 = 0.0000284$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000896$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 14.12 / 100 = 0.00000633$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000633 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001996$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 3.82$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000171$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000171 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000539$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.65$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.65 / 100 = 0.000001187$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000001187 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000374$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 2.68$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0000448 \cdot 2.68 / 100 = 0.0000012$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000012 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003784$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	14	8760
Фланцевые соединения (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	28	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000481	0.00155484
0405	Пентан (450)	0.0000475	0.0015354
0410	Метан (727*)	0.0002533	0.0081896
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0000685	0.0022139
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0011370	0.0367560

Источник загрязнения N 6072-6073, Дожимной мультфазный насос

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 27.83 / 100 = 0.002933$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002933 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0925$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 14.7 / 100 = 0.00155$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00155 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0489$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 7.42 / 100 = 0.000782$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000782 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.02466$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 9.3 / 100 = 0.00098$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00098 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0309$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
 Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости
 Расчетная величина утечки, кг/с (Прил.Б1), $Q = 0.000396$
 Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$
 Общее количество данного оборудования, шт., $N = 16$
 Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
 Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 16 = 0.000317$
 Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000317 / 3.6 = 0.000088$

Примесь: 0402 Бутан (99)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 27.83 / 100 = 0.0000245$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000245 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000773$

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 14.7 / 100 = 0.00001294$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001294 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000408$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 7.42 / 100 = 0.00000653$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000653 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000206$

Примесь: 0403 Гексан (135)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000088 \cdot 9.3 / 100 = 0.00000818$
 Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000818 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000258$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	16	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0402	Бутан (99)	0.0029330	0.0932730
0403	Гексан (135)	0.0009800	0.0311580
0405	Пентан (450)	0.0007820	0.0248660
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0015500	0.0493080

Источник загрязнения N 6074, Дренажная емкость

Список литературы:

1. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
2. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 14 = 0.0664$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0664 / 3.6 = 0.01844$ **Примесь: 0402 Бутан (99)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 27.83 / 100 = 0.00513$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00513 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1618$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 14.7 / 100 = 0.00271$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00271 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0855$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 7.42 / 100 = 0.001368$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0431$ **Примесь: 0403 Гексан (135)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01844 \cdot 9.3 / 100 = 0.001715$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001715 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0541$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Утечки из легкой жидкости

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), $Q = 0.000396$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), $X = 0.05$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 42$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 42 = 0.000832$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000832 / 3.6 = 0.000231$ **Примесь: 0402 Бутан (99)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 27.83$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 27.83 / 100 = 0.0000643$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000643 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.002028$ **Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 14.7$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 14.7 / 100 = 0.00003396$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00107$ **Примесь: 0405 Пентан (450)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 7.42$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 7.42 / 100 = 0.00001714$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001714 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054$ **Примесь: 0403 Гексан (135)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 9.3$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000231 \cdot 9.3 / 100 = 0.0000215$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000215 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000678$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	14	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Утечки из легкой жидкости	42	8760

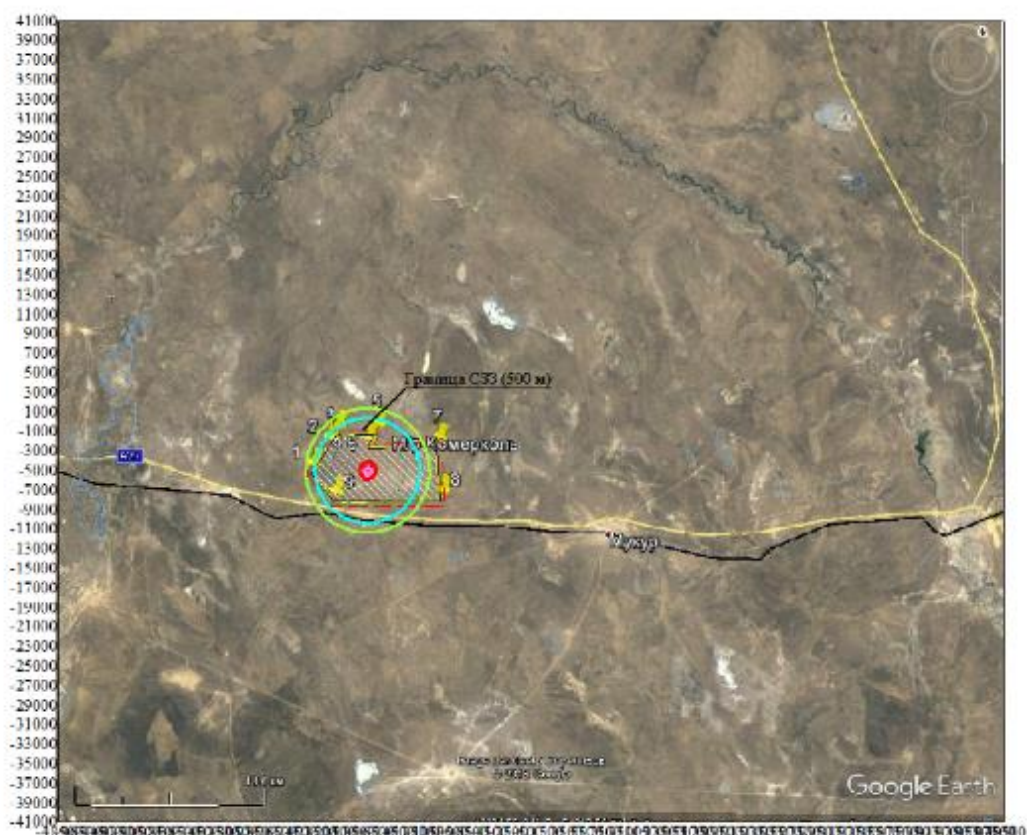
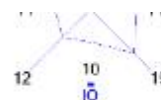
Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс з/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0402	Бутан (99)	0.0051300	0.1638280
0403	Гексан (135)	0.0017150	0.0547780
0405	Пентан (450)	0.0013680	0.0436400
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0.0027100	0.0865700

ПРИЛОЖЕНИЕ 2.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ с карта-схемами изолиний

ПК ЭРА v2.5, Модель: ОНД-86
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

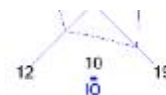


Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.050 ПДК
 0.062 ПДК
 0.100 ПДК
 1.000 ПДК
 3.381 ПДК

0 6026 18078м.
 Масштаб 1:602600

Макс концентрация 5.4709458 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
 При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195×165
 Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изопинии в долях ПДК
 0.005 ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.275 ПДК

0 6026 18078 м
 Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.4445144 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
 При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
 Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

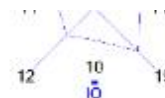
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.004 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.401 ПДК

0 6026 18078 м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.5491205 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчётный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 62000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.



Условные обозначения:

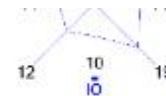
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчетные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.007 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.429 ПДК



Макс концентрация 0.4771227 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
 При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
 Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

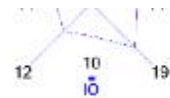
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.002 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.128 ПДК

0 6026 18078 м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.1860461 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.001 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.144 ПДК



Макс концентрация 0.2037342 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.



Условные обозначения:

Территория предприятия

Санитарно-защитные зоны, группа N 01

Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК

0.003 ПДК

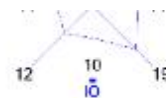
0.050 ПДК

0.100 ПДК

0.171 ПДК

0 6026 18078 м
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.3194423 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчётный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчётной сетки 500 м, количество расчётных точек 195*165
Расчёт на существующее положение.



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.004 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.218 ПДК



Масштаб 1:602600

Макс концентрация 0.3858404 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
 При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*185
 Расчет на существующее положение.



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Расчётные прямоугольники, группа N 01

Изополнии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.069 ПДК
- 0.100 ПДК
- 1.000 ПДК
- 3.801 ПДК

0 6026 18078 м.
Масштаб 1:602600

Макс концентрация 5.9480681 ПДК достигается в точке $x = -16500$ $y = -5000$
При опасном направлении 281° и опасной скорости ветра 9 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 97000 м, высота 82000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 195*165
Расчет на существующее положение.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ

МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

17.08.2026

1. Город – Атырауская область

2. Адрес – **Казахстан, Атырауская область, в Кзылкогинском районе**

4. Организация, запрашивающая фон –

5. Объект, для которого устанавливается фон – **месторождение Кемерколь**

6. Разрабатываемый проект – Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь

7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Озон, Взвешанные частицы PM2.5, Взвешанные частицы PM10**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Атырауская область, Кзылкогинский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

14.07.2007 года

01042Р

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспиан Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау,
улица ГАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, дом № 4.,
БИН: 020840001081

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер физлица или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выдача лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 14.07.2007

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г.Астана



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01042Р

Дата выдачи лицензии 14.07.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

· Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Каспий Энерджи Ресерч"

060005, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица ГАЛЫМЖАН ХАКИМОВ, дом № 4, БИН: 020840001081

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер фактала или представительства иностранного юридического лица - в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия
действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))